



FORUM
NETZINTEGRATION

Erneuerbare Energien

PLAN

Politik-
empfehlungen
zum Um- und
Ausbau der
Stromnetze

2.0

Herausgeber:

Deutsche Umwelthilfe e.V. (DUH), Fritz-Reichle-Ring 4, 78315 Radolfzell
E-Mail: info@duh.de, Internet: www.duh.de, www.forum-netzintegration.de
Stand: November 2013

Text und Redaktion:

Dr. Peter Ahmels, Judith Grünert, Rotraud Hänlein, Anne Palenberg, Dr. Gerd Rosenkranz

**Steuerkreis vom Forum Netzintegration Erneuerbare Energien
(Textarbeit und Diskussion von Plan N 2.0):**

Dr. Dirk Manthey (50Hertz Transmission GmbH), Dr. Matthias Dümpelmann (8kU), Holger Loew (BEE, Bundesverband Erneuerbare Energien), Mario Meinecke (ehem. BDEW, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft), Dr. Rainer Schneewolf (BI Hochspannung tieflegen), Bernd Kördel (BI Keine 380-kV-Freileitung im Schwalm-Eder-Kreis), Klaus Rohmund (BI Keine-380-kV-Freileitung im Werra-Meißner-Kreis), Heinz-Jürgen Siegel (BI Delligsen in der Hilsmulde), Marcus Merkel (EWE Netz GmbH), Hannes Rüttinger (Fraunhofer AST, bis 1.12.2012), Wilfried Voigt (geombH), Katja Rottmann (ehem. Germanwatch), Dr. Elke Bruns (Institut für nachhaltige Energie- und Ressourcennutzung), Dr. Peter Moser (Kompetenznetzwerk Dezentrale Energietechnologien deENet e.V.), Winfried Böhmer (NABU AG Stromtod), Marius Strecker (TenneT TSO GmbH), Yvonne Koch (Umweltbundesamt), Frauke Rogalla (ehem. vzbv, Verbraucherzentrale Bundesverband e. V.), Thomas Duveau (ehem. WWF)

Fachliche Mitarbeit:

Wilhelm Konstanciak (50Hertz Transmission GmbH), Dr. Yvonne Saßnick (50Hertz Transmission GmbH), Dr. Christoph Dörnemann (Amprion GmbH), Dr. Elke Weingarten (Bosch & Partner GmbH), Dr. Stephanie Ropenus (BWE, Bundesverband Windenergie), Thomas Buksdrücker (ERM GmbH), Stephanie Risch (VKU)

Gestaltung: Iris Hartwig, www.buerosieben.de | Druck: Oktoberdruck AG, Berlin, zertifiziert nach EMAS; mit mineralölfreier Farbe auf 100% Recyclingpapier gedruckt,
Titelgrafik Strommast: © VRD - Fotolia.com

Förderhinweis: Das diesem Bericht zugrunde liegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit unter dem Förderkennzeichen 03MAP217 gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Zitierempfehlung: Deutsche Umwelthilfe e.V. (Hrsg., 2013): Plan N 2.0 – Politikempfehlungen zum Umbau der Stromnetze für die Energiewende.

Hinweis ÜNB/VNB: Aufgrund der unterschiedlichen Aufgabengebiete und Zuständigkeiten von Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern geben die Unterzeichner nur Empfehlungen für die Netzebenen in ihrem Verantwortungsbereich.

Zusammenfassung	4
Einleitung	22
1. Energiewirtschaftlicher Rahmen und Kosten	24
1.1 Neue energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen	24
1.2 Kosten	25
2. Bürgerbeteiligung, Legitimität und Akzeptanz bei der Stromnetzplanung im Übertragungsnetz	28
2.1 Allgemeine Empfehlungen	28
2.2 Empfehlungen für die fünf Planungsstufen	36
3. Konfliktfelder beim Stromleitungsbau Höchstspannung (220/380 kV) und Hochspannung (110 kV)	48
3.1 Höchstspannung 220/380 kV Drehstrom	48
3.1.1 Elektrische und magnetische Felder	48
3.1.2 Anwohner/Wohnumfeld/Landschaftsbild	50
3.1.3 Naturschutz: Konflikt Vogelkollisionen und Chance Biotopmanagement	54
3.1.4 Freileitung/Erdkabel 380 kV – Drehstrom (AC)	58
3.1.5 Bündelung	63
3.2 Höchstspannung Gleichstrom (DC)/Innovative Übertragungstechnologien	66
3.3 Hochspannung 110 kV	69
3.3.1 Freileitung/Erdkabel 110 kV	69
3.3.2 Vogelschutz	72
4. Herausforderungen im Verteilnetz	74
4.1 Verringerung des Netzausbaus im Verteilnetz	75
4.2 Intelligente Messsysteme	85
4.3 Netzentgeltsystem	88
4.4 Forschung und Entwicklung	91
5. Finanzielle Teilhabe und Nachteilsausgleich	94
5.1 Finanzielle Teilhabe in den Kommunen und Regionen	94
5.2 Nachteilsausgleich für Kommunen	96
6. Perspektiven	100
7. Unterzeichnerliste	104
8. Abkürzungsverzeichnis	106



Sehr geehrte Damen und Herren, liebe Leserinnen und Leser,

fünf Jahre nach Gründung des „Forums Netzintegration Erneuerbare Energien“ der Deutschen Umwelthilfe e. V. legen wir nun „Plan N 2.0 – Politikempfehlungen zum Umbau der Stromnetze“ vor. Damit schreiben wir das erste Strategiepapier des Forums Netzintegration „Plan N“ aus dem Herbst 2010 fort.

Plan N hat die Diskussion der letzten Jahre um Bürgerbeteiligung beim Stromnetzumbau maßgeblich mit geprägt. Er konnte seine erhebliche Wirkung auf den politischen Prozess nicht nur wegen seiner inhaltlichen Substanz entfalten, sondern gerade auch, weil er von mehr als 70 Organisationen, Unternehmen, Bürgerinitiativen, Verbänden und Einzelpersonlichkeiten gemeinsam erarbeitet und unterzeichnet wurde, die ansonsten stark divergierende Interessen repräsentieren. Im Frühjahr 2012 legte das Forum eine erste Analyse der zwischenzeitlich erreichten Fortschritte beim Um- und Ausbau der Stromnetze für die Energiewende vor. Mit der neuen Energiegesetzgebung nach der Reaktorkatastrophe von Fukushima gingen auch bei der Fortentwicklung der Stromnetzinfrastruktur Fortschritte einher. Einen Teil der im ursprünglichen Plan N unterbreiteten umfangreichen Vorschläge hat die Politik aufgegriffen.

Dennoch bleiben noch viele grundlegende Fragen offen: Wie gehen wir mit tiefgreifenden Veränderungen des Landschaftsbilds infolge des zunehmend dezentralen, regenerativen Energiesystems um? Wie können wir das Wohnumfeld von Anwohnern besser schützen? Welche Bürgerbeteiligung ist sinnvoll und angemessen? Welcher energiewirtschaftliche Rahmen ist der richtige? Wie bleiben die Kosten des Umbaus im Rahmen und welche Naturschutzbelange sind sorgsam im Blick zu behalten?

Vor diesem Hintergrund legt ein breiter Akteurskreis nun erneut gemeinsame Empfehlungen zu den Bedingungen des weiteren Um- und Ausbaus der Stromnetze vor. Wir freuen uns besonders, dass an der Erstellung von Plan N 2.0

weitere innovative Netzbetreiber mitgewirkt und ihn unterzeichnet haben, die beim ersten Plan N noch nicht dabei waren.

Es geht uns gemeinsam darum, zu einem angemessenen und risikoarmen Stromnetz zu kommen, das zum künftigen, klimafreundlichen Energiesystem passt und eine genauso hohe Versorgungssicherheit garantiert wie die heutige Infrastruktur. Ein übergreifendes Ziel war darüber hinaus, hierüber einen möglichst weitgehenden gesellschaftlichen Konsens herzustellen. Deshalb stand trotz mannigfaltiger Interessengegensätze die Frage von Bürgerbeteiligung und Akzeptanz bei allen, auch technischen Detaildiskussionen immer im Mittelpunkt.

Die Frage der Bürgerbeteiligung bei großen Infrastrukturvorhaben berührt ein über die konkreten Projekte weit hinausweisendes Thema. Dieses Thema heißt Demokratie. Letztlich geht es hier um die Frage, wie die repräsentative Demokratie um neue Elemente ergänzt werden kann. Plan N 2.0 gibt Empfehlungen an die Politik. Die Empfehlungen geben Hinweise, wie angesichts des eingeschränkten Gestaltungsspielraums, der sich aus der Komplexität der Materie ergibt, trotzdem dem gesellschaftlichen Verlangen nach umfassender und frühzeitiger Information und vor allem nach mehr Mitgestaltung nachgekommen werden kann.

Plan N 2.0 ist ein Gemeinschaftswerk. Viele haben daran mitgewirkt, ihre Expertise eingebracht und sich in langen Gesprächen aufeinander zubewegt. Dafür danken wir allen Beteiligten ganz herzlich.



Dr. Peter Ahmels
Deutsche Umwelthilfe e. V., Leiter Erneuerbare Energien

Zusammenfassung

Die tiefgreifende Transformation unserer Energieversorgung weg von einem System auf Basis weniger zentraler Kraftwerke und hin zu einem dezentralen System mit immer größeren Anteilen fluktuierender Erneuerbarer Energien erfordert einen ebenfalls grundlegenden Wandel der bestehenden Stromnetze. Dieser Um- und Ausbau ist auf vielfältige Weise konfliktträchtig.

Als Ergebnis eines 2-jährigen, intensiven Dialogprozesses in einem heterogenen gesellschaftlichen Akteurskreis mit divergierenden Interessen stellen wir nachfolgend unsere Handlungsempfehlungen „Plan N 2.0 – Politikempfehlungen zum Umbau der Stromnetze für die Energiewende“ vor. Besonders hervorzuheben ist die hohe Motivation, das große Engagement und die Bereitschaft aller Beteiligten, sich mit Sachargumenten auseinanderzusetzen und gemeinsame Vorschläge zu entwickeln.

Plan N 2.0 schreibt unseren Ende 2010 der Bundesregierung übergebenen Plan N¹ und die 2011 erschienene Bilanz von Plan N fort. Er richtet sich wiederum an die politisch Verantwortlichen und reflektiert die infolge der Fukushima-Katastrophe veränderte politische Gesamtsituation. Wie sein Vorgänger dient Plan N 2.0 dem übergreifenden Ziel, die wichtigsten Konflikte und Hemmnisse im Rahmen der Transformation der Stromnetzinfrastruktur zu überwinden, wenigstens jedoch zu entschärfen.

Dabei ist allen an unserem Diskussionsprozess Beteiligten bewusst, dass der notwendige Um- und Ausbau der Stromnetze in Art und Umfang wesentlich von der künftigen Ausgestaltung der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen abhängt. Diese unterliegen absehbar ebenfalls erheblichen, von der Politik zu gestaltenden Veränderungen. Es hätte jedoch den Auftrag des Forums Netzintegration Erneuerbare Energien überdehnt, hätte es den Versuch unternommen, zu den künftigen Rahmenbedingungen umfassende Vorschläge zu unterbreiten. Unsere Empfehlungen dienen nach unserem Selbstverständnis im Wesentlichen der Akzeptanzsicherung und -förderung.

1 Deutsche Umwelthilfe e.V. (Hrsg., 2010): Plan N – Handlungsempfehlungen an die Politik zur künftigen Integration Erneuerbarer Energien in die Stromnetze

Kapitel 1 ordnet Plan N 2.0 in den energiewirtschaftlichen Rahmen ein. Dieser ist nicht Gegenstand dieser Handlungsempfehlungen, hat aber großen Einfluss auf den Stromnetzum- und -ausbau. Ein Teil der Vorschläge ist mit – noch nicht im Detail bezifferbaren – Kosten verbunden, die bei der Umsetzung sorgfältig im Blick behalten werden müssen.

Kapitel 2 stellt Vorschläge zur Ausgestaltung des Bürgerdialogs bei der Stromnetzplanung für das Übertragungsnetz vor: Neue Möglichkeiten der Bürgerbeteiligung entsprechend den Regelungen des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes (NABEG) sollen konkretisiert und auf andere Höchstspannungsvorhaben übertragen werden. Im gesamten Verfahren sind Möglichkeiten der informellen Bürgerbeteiligung zu ergänzen und mit dem formalen Planverfahren zu verzahnen. In einer tabellarischen Übersicht in Kapitel 2.2 unterbreiten wir konkrete Vorschläge für die einzelnen Verfahrensschritte bei der Planung von Höchstspannungsleitungen. Dabei zeigt sich, dass das Augenmerk besonders auf zwei Prozessphasen zu richten ist: Den Szenariorahmen und die Bundesfachplanung. Der Szenariorahmen als Grundlage für die gesamte Stromnetzplanung muss in einem intensiven gesellschaftlichen Dialog erarbeitet werden, da hier bereits entscheidende Weichenstellungen für die Aus- und Umbaunotwendigkeiten der Netze erfolgen. Ebenso sollte die Bundesfachplanung, in der Trassenkorridore für den späteren Leitungsverlauf verbindlich festgelegt werden, schon vor der Antragskonferenz durch informelle Beteiligung von Trägern öffentlicher Belange, Verbänden, Landwirtschaftskammern, Grundeigentümern, Bürgern etc. an der Diskussion über Trassenalternativen gestärkt werden. Zu diesem Zeitpunkt können noch Alternativen diskutiert werden und die Stakeholder und Betroffenen können somit einen Einfluss auf die weitere Planung nehmen.

Beteiligung von Kommunen und Bürgern: Der notwendige Wandel der Stromnetzinfrastuktura im Übertragungsnetz sollte in allen Planungsphasen einer intensiven Beteiligung betroffener Bürger, Städte, Gemeinden und Kreise unterliegen. Zentral sind dabei die Planungsstufen „Szenariorahmen“ und „Bundesfachplanung“.

Kapitel 3 stellt Lösungsansätze für zentrale Konflikte bei der Errichtung von Höchst- und Hochspannungsleitungen vor:

Für das Übertragungsnetz (Höchstspannung 220/380 kV) sind aus Anwohnersicht die Sorge vor elektromagnetischen Feldern, die Beeinträchtigung des Wohnumfelds und des Landschaftsbilds sowie der Wertverlust der Grundstücke entscheidende Faktoren, die zur Ablehnung von Leitungen führen. Für einen konfliktarmen Stromnetzausbau benötigen wir daher zum einen sachliche Information vor Ort, zum anderen weitere Forschung zu elektromagneti-

schen Feldern sowie Regelungen für einen besseren Schutz des Wohnumfelds von Anwohnern. Im Ergebnis sollen neue Höchstspannungsfreileitungen weiter entfernt von Wohnsiedlungen errichtet werden als bisher. Dazu bedarf es einer rechtlichen Verankerung, um den Wohnumfeldschutz zu einem abwägungsrelevanten Tatbestand im Planungsverfahren zu machen und ihm ein höheres Gewicht zu verleihen.

Darüber hinaus schlagen wir vor, Alternativen zur derzeit bevorzugten Drehstrom-Freileitung (Erdkabel, Gleichstromtechnik) unter den Gesichtspunkten Technik, Kosten, Versorgungssicherheit, Umwelt und Akzeptanz zu diskutieren und weiter zu entwickeln.

Auch das der Planung zugrunde liegende Bündelungsgebot muss genauer überprüft werden. Einerseits bewerten wir die Bündelung mit anderen linearen Infrastrukturen und auch die Führung zweier verschiedener Leitungen auf einem Gestänge positiv. Andererseits muss es aber auch Kriterien für eine „Grenze der Belastung“ geben, um eine Überbeanspruchung bestimmter Regionen im Rahmen der Infrastrukturbündelung zu vermeiden.

Im Hochspannungsnetz (110 kV) gilt seit Sommer 2011 nach § 43h EnWG, dass neue Leitungen in neuer Trasse im Regelfall als Erdkabel ausgeführt werden müssen. Diese Vorgabe muss in allen Bundesländern konsequent entlang dem Regel-Ausnahme-Verfahren umgesetzt werden. Problematisch ist die unscharfe Darstellung der möglichen Ausnahmen im Gesetz. Dies muss in einer Durchführungsverordnung konkretisiert werden. Dabei ist sicherzustellen, dass kommunale Vertreter, Bürger und Naturschützer in die Entscheidung über Ausnahmen vom Erdkabelgebot einbezogen werden.

Konflikte vor Ort: Ein verbesserter Wohnumfeldschutz sowie eine verstärkte gesellschaftliche Diskussion über Technologiealternativen (Freileitung/Erdkabel, Drehstrom/Gleichstrom) und Bündelungsoptionen können Konflikte vor Ort mildern.

Kapitel 4 stellt zentrale Handlungsfelder in den Verteilnetzen vor. Erneuerbare-Energien-Anlagen werden größtenteils an das Verteilnetz angeschlossen. Daher ist auch hier Netzausbau in erheblichem Umfang erforderlich. Verteilnetzbetreiber stehen vor der Aufgabe, mit intelligenten und innovativen Lösungen ihr Netz besser zu nutzen und zur Optimierung des Energieversorgungssystems insgesamt beizutragen. Flexibilitätsoptionen wie Speicher, Lastverlagerung, flexible Kraftwerke, stromorientierte KWK-Anlagen, die Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch Erneuerbare Energien, der Einsatz innovativer

Betriebsmittel und das dynamische Einspeisemanagement sind Bausteine eines solchen „Smart Grid“. Für ihren Einsatz müssen zum Teil die rechtlichen Rahmenbedingungen geändert werden. Rückwirkungen auf das vorgelagerte Übertragungsnetz sind dabei zu berücksichtigen.

Intelligente Verteilnetze: Mit dem Einsatz von Flexibilitätsoptionen und innovativen Betriebsmitteln kann das vorhandene Verteilnetz besser ausgenutzt werden. Dies kann einen Beitrag zur Verringerung des Netzausbaubedarfs leisten.

Kapitel 5 stellt Handlungsempfehlungen zur finanziellen Beteiligung an Leitungsprojekten sowie zum Nachteilsausgleich von Städten und Gemeinden vor. Zukünftig sollte erprobt und durch Forschung begleitet werden, wie regionale finanzielle Beteiligungsmodelle an Leitungsvorhaben sinnvoll ausgestaltet werden können. Die neu geschaffene Möglichkeit zur Kompensation von Städten und Gemeinden zum Nachteilsausgleich für den Bau von Höchstspannungs-Freileitungen ist ein guter Ansatz, bedarf aber noch der Konkretisierung.

Kapitel 6 zeigt schließlich Perspektiven und Best-Practice-Ansätze aus Europa, Deutschland und den Regionen auf.

Die folgende Tabelle 1 fasst alle Politikempfehlungen von Plan N 2.0 im Überblick zusammen:

Tabelle 1: Die Politikempfehlungen im Überblick

Kapitel	Politikempfehlungen
1. Energiewirtschaftlicher Rahmen und Kosten	
	Weiterentwicklung der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die Umsetzung der Energiewende
2. Bürgerbeteiligung, Legitimität und Akzeptanz bei der Stromnetzplanung im Übertragungsnetz	
2.1 Allgemeine Empfehlungen	
	Bürgerbeteiligung und -information im formalen Planverfahren: • Auf allen Planungsstufen transparente, nachvollziehbare und frühzeitige Beteiligung und Information der Träger öffentlicher Belange, der Kommunen, der breiten Öffentlichkeit sowie – soweit möglich – der Grundeigentümer • Klare Darstellung der Entscheidungsgrundlagen und Abwägungskriterien
	Bürgerbeteiligung und -information im informellen Verfahren: Intensivierung der informellen Bürgerbeteiligung im gesamten Planungsprozess und Verzahnung mit dem formalen Planverfahren bei klar kommunizierten Regeln (z. B. Alternativen-Dialog zum Szenariorahmen, Bürgerbeteiligung bei der Bundesfachplanung)
	Feedback-Kultur: Transparente Darstellung, ob und wie Bürgeranliegen und Stellungnahmen in den verschiedenen Planungsstufen ins Verfahren einfließen
	Gestaltungsspielraum: Vollständige und sorgfältige Darstellung der Möglichkeiten der Einflussnahme auf die Planung für Bürgerinnen und Bürger und lokale Akteure auf allen Stufen des Planungsprozesses

Kapitel	Politikempfehlungen
	Zeitintervall Konsultationen: Erstellung und öffentliche Konsultation von Szenariorahmen und Netzentwicklungsplan im 2-Jahres-Rhythmus
	NABEG-Beteiligungsmöglichkeiten auf alle neuen Höchstspannungs-Vorhaben ausweiten
	Personal: Angemessene personelle und finanzielle Ausstattung bei Planungs-, Genehmigungs-, Umwelt- und Naturschutzbehörden und Netzbetreibern
2.2 Empfehlungen für die fünf Planungsstufen	
	S. Tabelle 2 mit detaillierten Politikempfehlungen zur Bürgerbeteiligung auf den einzelnen Planungsstufen im Planungsprozess für Höchstspannungsleitungen
3. Konfliktfelder beim Stromleitungsbau Höchstspannung (220/380 kV) und Hochspannung (110 kV)	
3.1 Höchstspannung 220/380 kV Drehstrom	
3.1.1 Elektrische und magnetische Felder (EM-Felder)	
	Bürgerinformation EM-Felder: Intensivere Information und Kommunikation über die Wirkungsweisen und mögliche Gesundheitsrisiken von elektromagnetischen Feldern durch unabhängige Fachleute (z. B. Bundesamt für Strahlenschutz (BfS), Forschungseinrichtungen)
	Schutzkonzept: Intensivere Kommunikation und Information vor Ort hinsichtlich des Schutz- und Vorsorgekonzeptes der 26. BImSchV und des zugrunde liegenden Stands der Wissenschaft. Erläuterung der Regelungen für Bestandstrassen und Neubau

Kapitel	Politikempfehlungen
	Bewertungsmethoden: EU-weite Vereinheitlichung der bewerteten Immissionsorte und Anlagenzustände, um unterschiedliche Grenz- und Vorsorgewerte der EU-Mitgliedstaaten vergleichbar zu machen
	EM-Feld-Messungen: Messungen von EM-Feldern im Wohnumfeld von Betroffenen durch ÜNB und Forschungsinstitute intensivieren
	Forschung: Intensive Forschung zur Wirkung elektromagnetischer Felder um Höchstspannungsleitungen, sowie verständliche Aufbereitung und transparente Darstellung der Ergebnisse
3.1.2 Anwohner/Wohnumfeld/Landschaftsbild	
	Wohnumfeldschutz: Verbesserung des Wohnumfeldschutzes von Anwohnern von Höchstspannungsfreileitungen mit dem Ziel, Leitungen weiter entfernt von Wohnsiedlungen errichten zu können als bisher möglich
	Definition des Begriffs Wohnumfeldschutz sowie Analyse der Auswirkungen verschiedener denkbarer Abstandsregelungen, u. a. auf die Netzplanung und andere Schutzgüter
	Wohnumfeldschutz als abwägungsrelevanter Tatbestand: Stärkung der Anwohnerbelange durch die gesetzliche Verankerung von Wohnumfeldschutz als abwägungsrelevanten Tatbestand im Verfahren, beispielsweise als Grundsatz der Planung im Bundes- oder Landesraumordnungsrecht oder im Fachplanungsrecht für Energieleitungen
	Mast-Design: Einsatz genehmigungsfähiger Mastformen in neuem Design zur bewussten Gestaltung des Landschaftsbilds

Das Forum Netzintegration hat die Einführung von festen Abstandsregelungen kontrovers diskutiert (vgl. Kapitel 3.1.2). Eine Einigkeit konnte hier nicht erzielt werden. An dieser Stelle dokumentieren wir die beiden grundsätzlichen Standpunkte:

Keine Einführung einer festen Abstandsregelung, um im vielfach beanspruchten Raum technisch und wirtschaftlich vertretbare Möglichkeiten der Korridorfindung zu erhalten. Dabei werden trotzdem größtmögliche Abstände zu Wohngebäuden angestrebt.

Einführung einer festen Abstandsregelung von mindestens 400 Metern zu Wohngebäuden innerorts und 200 Metern zu Wohngebäuden im Außenbereich (EnLAG-Abstände) zum besseren Schutz des Wohnumfelds von Anwohnern*

* Diese Position unterstützt u.a. die BI „Auf dem Berge“

Kapitel	Politikempfehlungen
3.1.3 Naturschutz: Konflikt Vogelkollisionen und Chance Biotopmanagement	
3.1.3.1 Vogelschutz	
	Kollisionsrisiko vermindern: Umsetzung von Maßnahmen zur besseren Erkennbarkeit von Leitungen für Vögel insbesondere in sensiblen Gebieten: Markierung der Erdseile und andere bauliche Maßnahmen zur Verringerung des Kollisionsrisikos beim Trassenneubau wie die Einebenenanordnung. Zügige Schaffung bundesweit einheitlicher Kriterien für sensible Gebiete unter Verwendung vorhandener Datenerhebungen
	Standardisierung der Marker: Setzen technischer Standards zur Ausgestaltung der Vogelschutz-Marker, die den Anforderungen des Netzbetriebs und des Vogelschutzes gleichermaßen genügen

Kapitel	Politikempfehlungen
	Monitoring: Regelmäßiges Monitoring zur Überprüfung der sensiblen Gebiete
	Leitfaden: Entwicklung eines dann regelmäßig aktualisierten Leitfadens zum Vogelschutz an Höchstspannungsfreileitungen auf Grundlage der Kriterien für die Gebietswahl und der technischen Standards für die Marker
	Forschung und Entwicklung: Nachweis der Wirksamkeit verschiedener Markertypen durch die Auswertung vorhandener und Durchführung weiterer Studien. Fortentwicklung konventioneller und Entwicklung alternativer Maßnahmen zum Schutz vor Kollisionen
	Informationssammlung: Aufbereitung der vorhandenen Informationen zum Schutz vor Kollisionen auf einer zentralen Website des Bundes (z. B. beim BfN oder bei der BNetzA)
3.1.3.2 Biotopmanagement auf Leitungstrassen	
	Mehr Naturschutz auf den Trassen: Ausweitung der ökologischen Trassenpflege im Sinne des Naturschutzes auf Energieleitungstrassen
	Biotopvernetzung: Erarbeitung und Erprobung geeigneter Konzepte für die Nutzung von Leitungstrassen zur Biotopvernetzung
3.1.4 Freileitung / Erdkabel 380 kV Drehstrom (AC)	
	EnLAG-Teilkabel-Piloten: Zügige Umsetzung der Erdkabel-Pilot-Projekte nach EnLAG
	Begleitforschung zur Errichtung aller Erdkabel-Pilotstrecken sowohl zu technischen und ökologischen Fragen (Bodenerwärmung etc.) wie auch zur Akzeptanz der Erdkabel-Technologie bei 380-kV-Höchstspannungstrassen

Kapitel	Politikempfehlungen
	Transparente Kommunikation zu Teilkabel-Piloten (AC): Transparente und breite Information der Öffentlichkeit über praktische Erfahrungen mit den Höchstspannungs-Kabel-Pilotstrecken und über die zugehörigen Forschungsergebnisse
	AC-Teilkabel: Ausweitung der Möglichkeit zur Teilverkabelung im Drehstromnetz aufbauend auf den Erfahrungen mit den EnLAG-Pilot-Projekten und internationalen Erfahrungen
	Stromnetzdialog 2018: Zukunftswerkstatt zu Technologien im Übertragungsnetz Freileitung / Erdkabel im breiten Gesellschaftsdialog auf Basis der Erfahrungen mit den 380-kV-Teilkabel-Pilotprojekten
3.1.5 Bündelung	
	Anwohnerinteressen: Berücksichtigung der Interessen von Kommunen, Anwohnern und Naturschützern bei der Bündelung von Infrastrukturtrassen
	„Grenze der Belastung“: Entwicklung von Kriterien zur Eignung von Parallelführungen und zur Vermeidung der Überlastung einzelner Regionen durch Infrastrukturbündelung bei der Planung
	Vereinfachtes Verfahren nach § 11 NABEG: Enge Auslegung der Kriterien des vereinfachten Verfahrens bei Nutzung einer vorhandenen Trasse, um die Beteiligungs- und Verfahrensrechte nicht zu sehr einzuschränken
	Bahn / Autobahn: Prüfung von gemeinsamer Trassenführung neuer Leitungen mit anderen Infrastrukturen wie dem Bahnstromnetz und Autobahnen
	Mitführung von Leitungen auf einem Gestänge: Erweiterung der Möglichkeit zur gemeinsamen Führung von Leitungen, auch verschiedener Spannungsebenen, auf einem Gestänge

Kapitel	Politikempfehlungen
	Rückbau: Prüfung bei neuen Trassenfestlegungen, ob der Rückbau räumlich nahe liegender, nicht mehr benötigter Leitungen möglich ist
	Kostenanerkennung: Gestaltung des regulatorischen Rahmens für die Kostenanerkennung derart, dass die gemeinsame Führung von Leitungen verschiedener Spannungsebenen sowie ggf. der Rückbau vorhandener Leitungen für die Netzbetreiber wirtschaftlich ist
	EM-Felder: Möglichst Vermeidung von zusätzlichen Immissionen durch elektromagnetische Felder bei summarischer Betrachtung der gebündelten Leitungen in Siedlungsnähe und Ausschöpfen aller planerischen und technischen Möglichkeiten zur Reduzierung der Immissionen
3.2 Höchstspannung Gleichstrom (DC)/Innovative Übertragungstechnologien	
	DC-Teilkabel-Pilotstrecken: Ermöglichung weiterer DC-Erdkabel-Pilotstrecken nach Bundesbedarfsplan-Gesetz (BBPlG)
	Erdkabel-Kriterien: Festlegung von transparenten Kriterien für DC-Erdkabelpilotabschnitte durch den Gesetzgeber nach technischen und Akzeptanz-Gesichtspunkten
	DC-Korridore: Monitoring der technischen Umsetzung und Kostenentwicklung bei Planung und Bau der Gleichstromkorridore
	Bahntrassen: Förderung von Innovationen zur gemeinsamen Nutzung des Bahnstromtrassenraums für Bahnstrom und die allgemeine Stromversorgung
	Forschung zur Wirkung elektrischer und magnetischer Felder um Höchstspannungs-Gleichstrom-Leitungen

Kapitel	Politikempfehlungen
3.3 Hochspannung 110 kV	
3.3.1 Freileitung/Erdkabel 110 kV	
	Erdkabel 110-kV-Neubau: 110-kV-Leitungen in neuer Trasse sind grundsätzlich als Erdkabel zu verlegen. § 43h EnWG muss in allen Bundesländern konsequent nach dem Regel-Ausnahme-Verfahren umgesetzt werden. Ausnahme: Bündelung 110/380 kV auf einem Gestänge
	Leitungsverschwenkung: Konkretisierung der Möglichkeit von kürzeren Leitungsverschwenkungen als Freileitung zugunsten von Gemeinden, öffentlicher Infrastruktur oder privater Grundstückseigentümer durch eine Musterleitlinie oder eine Durchführungsverordnung zu § 43h EnWG; Regelung zur Ermittlung der Zustimmung einer Region
	Informelles Verfahren: Einbindung kommunaler Vertreter, Bürger und Naturschützer in die Entscheidung über Ausnahmen vom Verkabelungsgrundsatz in informellen Gesprächen ergänzend zum formalen Genehmigungsverfahren
3.3.2 Vogelschutz	
	Erdkabel: Verlegung von Leitungen in neuer Trasse im Regelfall als Erdkabel
	Sichtbarkeit: Bei neuen Freileitungen Durchführung geeigneter Maßnahmen zur besseren Erkennbarkeit der Leitungen (Markierungen, Einebenenbauweise o.a.) analog zu den Empfehlungen für die Höchstspannungsebene, vgl. Kapitel 3.1.3
	HTLS: Untersuchung der Wirkungen von Hochtemperaturleiterseilen auf Vögel

Kapitel	Politikempfehlungen
4. Herausforderungen im Verteilnetz	
4.1 Verringerung des Netzausbaus im Verteilnetz	
	Verteilnetzausbau allgemein: Optimale Dimensionierung des Netzes durch Anreize für Flexibilisierung auf der Last- und auf der Erzeugerseite und den Einsatz innovativer Betriebsmittel
	Aufhebung des Zeitverzugs der Erlöswirksamkeit im Bereich der Nieder- und Mittelspannungsnetze in der Anreizregulierungsverordnung
	Netzampel: Definition und Umsetzung eines ökologisch und volkswirtschaftlich sinnvoll ausgestalteten Netzampelsystems für die Bewirtschaftung von Netzengpässen • Ausweitung des Marktmechanismus zur Beschaffung von Lastverlagerungspotentialen (ab- und zuschaltbare Lasten) • Bewirtschaftung von Netzengpässen durch entsprechende Anreizmechanismen und bundesweit einheitliche Regelungen der BNetzA (z. B. Abgrenzung zwischen grüner und gelber Phase) • Erstattung der Kosten für Netzbetreiber im Rahmen der Anreizregulierung, wenn die annuitätischen Kosten geringer sind als für den Netzausbau (gelbe Ampelphase)
	Lastverlagerung: Ausweitung des Anwendungsbereichs von § 14a EnWG „abschaltbare Lasten in der Niederspannung“ auf die Mittelspannungsebene und auf zuschaltbare Lasten

Kapitel	Politikempfehlungen
	Einspeisemanagement nach dem Grundsatz „Nutzen vor Abregeln“ • Verankerung des dynamischen Einspeisemanagements von „1 bis 5 Prozent“ der Jahresarbeit pro Erzeugungsanlage im EEG sowie im EnWG, wenn dies bei vollständiger Entschädigung volkswirtschaftlich günstiger ist
	Datentransparenz: Erarbeitung eines Datenregisterkonzepts für alle Erzeugungsanlagen (nicht nur für Erneuerbare-Energien-Anlagen) inklusive Einspeisemanagement-Daten (Veröffentlichung der Menge der abgeregelten Energie aggregiert pro Regelzone) in einheitlichem Datenformat
4.2 Intelligente Messsysteme	
	Intelligente Messsysteme: Weiterer Roll-Out von intelligenten Zählern für Haushaltskunden und ggf. Erzeugungsanlagen nur bei nachgewiesenem volkswirtschaftlichem Nutzen und ohne finanzielle Nachteile für Haushaltskunden
	Kostenanerkennung für Smart-Meter-Investitionen im Rahmen der Regulierung, wenn der Einbau der Geräte verpflichtend ist
	Standardisierung von Smart Grid-Komponenten voranbringen

Kapitel	Politikempfehlungen
	Datenschutz: Regelung der Datenschutzstandards wie geplant in einer separaten Verordnung und nicht integriert in der MessZV nach folgenden Grundsätzen: • Hohe Datenschutzstandards bei der Einführung intelligenter Steuerungsmöglichkeiten im Verteilnetz • Berücksichtigung des Datenschutzes schon bei Konzeption und Gestaltung technischer Messsysteme • Smart-Meter-Daten: Erhebung von „Smart-Meter-Daten“ nur für im EnWG und EEG aufgeführte Zwecke; Übermittlung von Daten an Dritte möglichst nur anonymisiert, pseudonymisiert oder aggregiert bei angemessenen Löschfristen (keine Vorratsdatenspeicherung); Übermittlung der Daten an möglichst wenig Stellen, Nachvollziehbarkeit der Kommunikations- und Verarbeitungsschritte, Festschreibung durchsetzbarer Ansprüche der Betroffenen auf Löschung, Berichtigung und Widerspruch; klare Zugriffsregelung auf die Daten für Netzbetreiber zum Zwecke einer optimierten Netzbetriebsführung • Datenschutzfreundlichste Standard-Einstellung bei mehreren Optionen • Schutz der Letztverbraucher vor unberechtigten Zugriffen • Entwicklung internationaler Normen und einheitlicher Schnittstellen für einfache Handhabung und Herstellerunabhängigkeit (Festlegung in der DKE-Normungs-Roadmap) • Berücksichtigung der Handlungsempfehlungen des Bundesbeauftragten für Datenschutz

Kapitel	Politikempfehlungen
	Datensicherheit: Gewährleistung hoher Standards für Datensicherheit u. a. zum Schutz vor Hackerangriffen
4.3 Netzentgeltsystem	
	Netzentgelte: Weiterentwicklung der bestehenden Netzentgeltsystematik, Anpassungsbedarf besteht hinsichtlich zusätzlicher Anreize für ein netzentlastendes Verhalten und einer stärkeren Leistungspreisorientierung
4.4 Forschung und Entwicklung	
	Spartenübergreifende Forschung: Förderung der spartenübergreifenden Forschung (Strom, Gas, Wärme) sowie der Vernetzung intelligenter Lösungen (Speicher, Smart Grids, KWK...)
	E-Energy-Projekte: Zusammenführung der bisherigen Forschungsergebnisse aus den E-Energy- und weiteren Projekten (z.B. web2energy) und Förderung der Markteinführung für intelligente Lösungen
	Netzausbau im Verteilnetz: Ermittlung des Netzausbaubedarfs und der Optimierungspotentiale in allen Verteilnetzen
	Marktdesign: Forschungsförderung zur Entwicklung eines zukünftigen Marktdesigns sowie Prognose der Kosten für Flexibilitätsoptionen
5. Finanzielle Teilhabe und Nachteilsausgleich	
5.1 Finanzielle Teilhabe in den Regionen	
	Regionale und lokale finanzielle Beteiligungsmodelle: Entwicklung und Erprobung von freiwilligen, finanziellen Beteiligungsmodellen an Netzausbauvorhaben für Anwohner

Kapitel	Politikempfehlungen
	Evaluierung: Sozialwissenschaftliche Begleitung und Auswertung von finanziellen Beteiligungsangeboten
5.2 Nachteilsausgleich für Kommunen	
	Kompensation für Städte und Gemeinden: Einführung der verpflichtenden Kompensation nach § 5 Abs. 4 StromNEV und Erweiterung des Geltungsbereichs auf alle neuen Höchstspannungsfreileitungen durch entsprechende Ergänzung im EnWG, NABEG und EnLAG

Einleitung

Die Energiewende umfasst viele Baustellen und einige Großbaustellen. Es wird dann gelingen, alle zu einem guten und tragfähigen Abschluss zu bringen, wenn die Transformation unseres Energiesystems als gesamtgesellschaftliche Aufgabe begriffen und bearbeitet wird. Voraussichtlich eine ganze Generation wird damit beschäftigt sein.

Das Gelingen des Um- und Ausbaus der Stromnetze im Kontext der Energiewende und der damit beschlossenen Ziele zum Ausbau der Erneuerbaren Energien ist nach Überzeugung der an „Plan N 2.0 – Politikempfehlungen zum Umbau der Stromnetze“ beteiligten Organisationen, Unternehmen, Bürgerinitiativen und Einzelpersonen eine notwendige Voraussetzung für den Erfolg der Energiewende insgesamt. Obwohl einige wichtige Lücken im aktuellen Stromübertragungsnetz in den vergangenen Jahren geschlossen werden konnten, bleibt noch viel zu tun – und das auf allen Spannungsebenen.

Weil auch beim Aus- und Umbau der Stromnetze der größte Teil der Wegstrecke noch vor uns liegt, hat der Kreis derjenigen, die Ende 2010 „Plan N“ vorgelegt haben, weitergearbeitet und neue Vorschläge entwickelt. Die Rahmenbedingungen für die Stromnetzentwicklung haben sich mit dem erneuten Beschluss über den Atomausstieg im Jahr 2011 und dem rasanten Zubau fluktuierender Erneuerbarer Energien seit dem Herbst 2010 erneut grundlegend verändert.

Der Netzum- und -ausbau zählt ganz sicher zu den Großbaustellen der Energiewende. Die in „Plan N 2.0“ enthaltenen Handlungsempfehlungen wurden im gemeinsamen Wissen aller Beteiligten formuliert, dass sich die konkreten Rahmenbedingungen weiter verändern werden. Schon die neue Bundesregierung wird neue Baustellen einrichten: Ein neues Marktdesign im nationalen und europäischen Strommarkt, die Novellierung des Erneuerbare Energien-Gesetzes und des Energiewirtschaftsgesetzes, Maßnahmen zur Umsetzung der EU-Vorgaben auf dem Feld der Energieeffizienz, Maßnahmen zur Verringerung des Must-Run-Anteils und zur Flexibilisierung des Kraftwerkparcs, die Integration der europäischen Strom- und Energiemärkte. All dies wird rückwirken auf die Ausgestaltung der neuen Strominfrastruktur und die Geschwindigkeit, mit der sie realisiert werden muss und kann. Deshalb enthält auch „Plan N 2.0“ keinen „Masterplan“ für die Strominfrastruktur des Jahres 2050. Die Handlungsempfehlungen spiegeln die gemeinsam entwickelten Vorstellungen der Unterzeichner für die kurz-, mittel- und langfristige Infrastrukturentwicklung wider.

Die Unterzeichner sind der gemeinsamen Überzeugung, dass auch ein künftig entschieden erneuerbar und dezentral ausgestaltetes Energiesystem nicht ohne einen Um- und Ausbau des Übertragungsnetzes und des Verteilnetzes insbesondere in stark von der volatilen Erzeugung geprägten Regionen auskommen wird. Wegen des großen Anteils der fluktuierenden Erneuerbaren Energien (Wind und Photovoltaik) werden früher oder später darüber hinaus flexible ergänzende Erzeugungsanlagen zum Ausgleich der Fluktuation, vielfältige Speichertechnologien und verschiedene Flexibilisierungsoptionen erforderlich, insbesondere wenn sich Politik und Gesellschaft für einen Komplettumbau des Energiesystems hin zu 100 Prozent Erneuerbaren Energien im Stromsektor entscheiden. Bis dahin ist es notwendig, bestehende Lastverlagerungspotentiale sowohl auf der Erzeuger- als auch auf Verbraucherseite zu erschließen und neue Lastverlagerungsoptionen zu entwickeln. Hierbei sind Einspeisemanagement- und Lastverlagerungsmaßnahmen im Einklang mit der Netzaufgabel (vgl. Kapitel 4.1) und dem Netzausbau volkswirtschaftlich effizient auszugestalten. Dies alles erfordert schon in der Planungsphase sowohl von Standorten für Erzeugungsanlagen als auch von den daraus resultierenden Übertragungsstrassen eine umfassende Beteiligung aller Betroffenen.

Das Forum Netzintegration Erneuerbare Energien verknüpfte auch bei der nun abgeschlossenen Arbeit an „Plan N 2.0“ erheblich widerstreitende Interessen. Erschwerend für alle Seiten kamen sehr konkrete Zielkonflikte hinzu, wobei Optimierungen an einer Stelle auf einem anderen Feld konfliktverschärfend wirken können. Höhere Masten oder modifizierte Masttypen zum Beispiel können die Belastung durch elektromagnetische Felder mindern, haben aber größere Auswirkungen auf das Landschaftsbild. Erdkabel wiederum entlasten das Landschaftsbild, ihre Einsatzmöglichkeit hängt aber sehr stark von der Spannungsebene ab. Größere Abstandsregelungen zum Schutz des Wohnumfeldes führen zu einer höheren Belastung anderer Schutzgüter, wie z. B. der Landschaft, der Tier- und Pflanzenwelt oder der biologischen Vielfalt. Und schließlich wird die Landschaft umso stärker zerschnitten, je häufiger, um Überlastungen bereits stark belasteter Regionen zu vermeiden, vom Bündelungsgebot abgewichen wird. Die Aufzählung ließe sich fortsetzen.

Während der fast zweijährigen Verhandlungen über die Politikempfehlungen standen die Themen Bürgerbeteiligung und Akzeptanz, Konflikte um den Stromnetzausbau vor Ort sowie drängende Herausforderungen im Verteilnetz im Mittelpunkt, für die wir in den nachfolgenden Kapiteln differenzierte Handlungsempfehlungen vorstellen.

Kapitel 1

Energiewirtschaftlicher Rahmen und Kosten

1. Energiewirtschaftlicher Rahmen und Kosten

1.1 Neue energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen

Die Energiewende zählt ohne Zweifel zu den größten und wichtigsten Herausforderungen unserer Generation. Sie wird nur dann gelingen, wenn sie sowohl ökologisch als auch ökonomisch erfolgreich fortgeführt wird und weiterhin eine breite gesellschaftliche Zustimmung erfährt.

Die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen sind zwar selbst nicht Gegenstand und Inhalt der Handlungsempfehlungen dieses Plans N 2.0, sie haben aber großen Einfluss auf die Art, die Ausgestaltung und den Zeitplan zum Aufbau der passenden Stromnetzinfrastruktur und auf die gesamtgesellschaftliche und die lokale Akzeptanz.

Für die Neugestaltung geeigneter energiewirtschaftlicher Rahmenbedingungen sind folgende Themen besonders wichtig:

- ein neues Marktdesign, das den weiteren Ausbau der regenerativen Stromversorgung bei vergleichbar hoher Versorgungssicherheit und zu vertretbaren Kosten gewährleistet,
- die Weiterentwicklung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes,
- Anreize zur Entwicklung von Alternativen für den Must-Run-Sockel fossiler Kraftwerke, zur Übernahme von mehr Netzdienstleistungen von Erzeugern Erneuerbarer Energien wie auch von erzeugungsunabhängigen Anlagen wie FACTS oder Phasenschiebergeneratoren sowie für einen stromorientierten Betrieb von KWK-Anlagen zur Erhöhung des Beitrags dezentraler KWK-Anlagen zur Bereitstellung von Reserve- und Regelernergie und
- die Weiterentwicklung des Netzentgeltsystems.

Großen Einfluss auf den gesellschaftlichen Rückhalt und die generelle, symbolische Akzeptanz² der Energiewende haben die ökonomischen Rahmenbedingungen und Faktoren wie die Strompreisentwicklung. Viel diskutiert sind in diesem Zusammenhang z.B. die Netzentgelte (siehe Kapitel 4.3), die in Verteilnetzgebieten mit vielen Erneuerbare-Energien-Anlagen besonders hoch sein können und die über den Strompreis von den Verbrauchern getragen werden. Für die regionale Akzeptanz in den Netzausbauregionen sind zusätzlich Teilhabemöglichkeiten und Maßnahmen zum Nachteilsausgleich wichtig.

1.2 Kosten

Für den ökonomischen Erfolg der Energiewende ist es essentiell, dass Deutschland einen kosteneffizienten Pfad des weiteren Ausbaus regenerativer Erzeugung und auch der ergänzenden Infrastruktur wie Stromnetze, Speicher und weiterer Flexibilitätsoptionen findet.

Die Akteure des Forums Netzintegration Erneuerbare Energien wissen, dass viele der hier vorgeschlagenen Politikempfehlungen mit zusätzlichen Kosten verbunden sind, die letztlich von den Stromkunden zu tragen sind. Wie hoch diese insgesamt und im Einzelnen einzuschätzen sind, ist aus heutiger Sicht noch schwer zu beziffern: So verursacht zusätzlicher Personalbedarf bei Netzbetreibern oder Genehmigungsbehörden im Zusammenhang mit einer intensiveren Bürgerbeteiligung im Planungsverfahren, wie wir sie in Kapitel 2 vorschlagen, zunächst Kosten. Wenn im Ergebnis, wie wir hoffen und nach ersten Erfahrungen erwarten, die Verfahren insgesamt verkürzt und die Zahl der gerichtlichen Auseinandersetzungen kleiner werden, können die Kosten insgesamt mittel- bis langfristig sinken.

2 O. Renn unterscheidet gesellschaftliche Akzeptanz in Symbolakzeptanz und Akzeptanz „als Nachbar“, vgl. Renn, O. (1986): Akzeptanzforschung: Technik in der gesellschaftlichen Auseinandersetzung, in: Chemie in unserer Zeit 20/1986, Nr. 2, S. 44-52. Die symbolische Akzeptanz wirkt bei Energiewendeinfrastrukturmaßnahmen eher förderlich, da das Ziel der 100%igen Versorgung mit Erneuerbaren Energien den Wertvorstellungen von weiten Teilen der Bevölkerung entspricht und auch von Bürgerinitiativen gegen Höchstspannungsleitungen grundsätzlich mitgetragen wird. „Akzeptanz als Nachbar“ ist bei einer „ungefragten Aussetzung“ von Bedeutung, also bei regionaler Betroffenheit durch den Bau von Kraftwerken, Hochspannungsleitungen oder Windrädern in Nähe des Wohnorts. Sie wird durch Widerstand in den betroffenen Regionen offenbar.

Ein anderes Beispiel: Höhere Erdkabelanteile im Hoch- und Höchstspannungsnetz führen zu höheren Kosten, können aber gleichwohl ein geeignetes Mittel sein, um lokale Konflikte um das Landschaftsbild, Wohnumfeldschutz, elektromagnetische Felder oder Vogelschutz zu entschärfen (vgl. Kapitel 3.1.4 und 3.3.1).

Es ist unumgänglich, dass der Um- und Ausbau der Stromnetze umfangreiche Investitionen erfordert.³ Auch die hier vorgestellten Politikempfehlungen sind mit Kosten verbunden, deren Höhe unter anderem deswegen schwer zu beziffern ist, weil sich die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen im Umbruch befinden. Es gilt also, bei der Umsetzung der vorgeschlagenen Maßnahmen viel Sorgfalt auf ein begleitendes Monitoring auch im Hinblick auf die damit verbundenen Kosten zu verwenden. Neben der Belastung für Endverbraucher und Industrie, z.B. in Form höherer Netzentgelte, ist dabei auch die Finanzierungs- und Investitionsfähigkeit der Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber zu berücksichtigen.

3 Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber schätzen den Investitionsbedarf für die nach Szenario B 2023 notwendigen Netzausbauvorhaben bis 2023 auf rund 21 Mrd. Euro, vgl. NEP Strom 2013, S. 123. Darüber hinaus werden die Kosten für den Anschluss der Offshore-Windparks bis 2023 auf 22 Mrd. Euro geschätzt, vgl. O-NEP 2013. Die Deutsche Energie-Agentur prognostiziert in der Dena Verteilnetzstudie (Deutsche Energie-Agentur 2012: Ausbau- und Innovationsbedarf in den Stromverteilnetzen in Deutschland bis 2030) zusätzlich erheblichen Investitionsbedarf in den Verteilnetzen.

Kapitel 2

Bürgerbeteiligung, Legitimität und Akzeptanz bei der Stromnetzplanung im Übertragungsnetz

2. Bürgerbeteiligung, Legitimität und Akzeptanz bei der Stromnetzplanung im Übertragungsnetz

2.1 Allgemeine Empfehlungen

Im Verlauf der vergangenen Jahrzehnte hat sich das Demokratieverständnis in unserer Gesellschaft gewandelt: Die Bereitschaft zu langfristigem Engagement in Parteien sowie die Beteiligung an Wahlen nehmen ab. Parallel wächst das Bedürfnis von Bürgerinnen und Bürgern⁴ zur Mitgestaltung von Projekten in ihrer Umgebung. Das neue Demokratieverständnis ist gekennzeichnet vom Wunsch nach früher Information über politische Entscheidungen und Pläne, die das eigene Lebensumfeld betreffen. Viele Bürgerinnen und Bürger wünschen und fordern erweiterte Möglichkeiten der Mitgestaltung ihres Lebensumfelds: frühzeitige Bürgerinformation, einen intensiven Dialog zwischen Politik, Verwaltung, Vorhabenträgern und Betroffenen bis hin zu Mitentscheidungsrechten bei Bau- und Infrastrukturprojekten.

Die Energiewende bietet vielfältige Möglichkeiten der Mitgestaltung und Beteiligung auf lokaler Ebene und im überschaubaren Umfeld. Der dezentrale Charakter der regenerativen Energieerzeugung eröffnet insbesondere im ländlichen Raum eine Vielzahl von neuen Möglichkeiten der kommunalen und privaten Beteiligung an der Energieerzeugung. Zahlreiche Städte, Gemeinden, Landkreise und private Investoren nutzen die neuen Chancen und engagieren sich finanziell und hoch motiviert für die regionale Umsetzung der Energiewende. Das öffentliche Interesse am Thema Energieversorgung ist dadurch in den letzten Jahren stetig gewachsen und zunehmend wird die Einbeziehung der Öffentlichkeit in die Entscheidungsprozesse eingefordert. Auch beim Aus- und Umbau des Stromnetzes möchten Bürgerinnen und Bürger in die Entscheidungsprozesse einbezogen werden. Sie wollen Fragen zur Technik, zu gesundheitlichen Folgen, Kosten, Auswirkungen auf Natur und Landschaft etc. kompetent und von unabhängiger Seite beantwortet bekommen und die Planungen oft von Beginn an mitgestalten. Viele wollen die neuen Möglichkeiten zur dezentralen, regenerativen Energieerzeugung regional nutzen und aktiv mitgestalten. Vielerorts engagieren sich Bürgerinnen und Bürger für die regionale Energiewende und eignen sich umfangreiches Fachwissen an.⁵

4 Die in Plan N 2.0 der Einfachheit meist gewählte männliche Form bezieht Frauen ausdrücklich mit ein.

5 Zwei Beispiele hierfür sind das Ilmenauer Signal, mit dem Bürgerinitiativen ihre Ideen zur „Energiewende als Bürgersache“ ausdrücken: <http://www.zubila.de/ilmenauer-signal.html#7> und der Bürgerinitiativen-Appell „Menschen- und umweltverträglicher Stromtransport“, <http://www.bi-hilsmulde.de/nd00109.php>

Bürgerbeteiligung und -information auf der Ebene des Raumordnungs- oder Planfeststellungsverfahrens (Frage des „Wie“) reicht nicht aus – auch auf der Ebene der Bedarfsplanung müssen Bürgerinnen und Bürger stärker einbezogen werden (Frage des „Ob“). Anwohner und kommunale Interessenvertreter möchten zunächst nachvollziehen können, warum eine neue oder auszubauende Leitung für die Energiewende notwendig ist, bevor sie sich dann mit der Umsetzung vor Ort auseinandersetzen. Zudem möchten sich viele Anwohner mit ihrer Ortskenntnis in die Entwicklung der besten Trassenvariante einbringen.

Im Vergleich zu anderen, lokal begrenzten und weniger komplexen Projekten ist der Gestaltungsspielraum für Bürger sowohl bei der Stromnetzplanung als auch bei der konkreten Trassenplanung aufgrund enger Systemabhängigkeiten eingeschränkt. Die Entscheidungshoheit für die Genehmigung eines Vorhabens liegt bei den Behörden. Auf jeder Verfahrensstufe sollte der Gestaltungsspielraum unter Einbeziehung der Argumente von Bürgerinnen und Bürgern ausgelotet werden. Für alle Stufen im Planungsprozess gilt aber auch umgekehrt der Grundsatz, dass neben den Möglichkeiten auch die Grenzen der Bürgerbeteiligung deutlich benannt werden müssen. Dort, wo kein Gestaltungsspielraum für lokale Akteure vorhanden ist, raten wir, von Bürgerinformation zu sprechen, um nicht durch den Begriff Bürgerbeteiligung am Ende nicht einlösbare Erwartungen zu wecken.

Grundsätzlich sollten die Kommunen, Bürgerinnen und Bürger sowie Land-, Forst- und Grundstückseigentümer und -nutzer möglichst frühzeitig informiert und beteiligt werden, damit deren Argumente und Belange in die Planungen mit einbezogen werden können.⁶

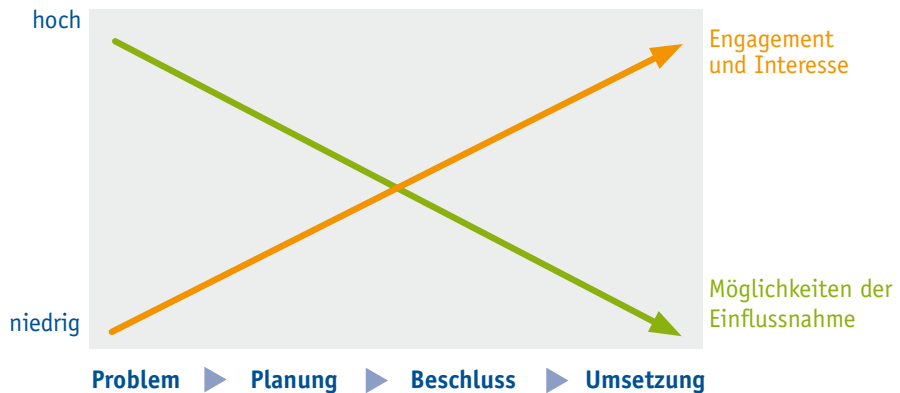
Die Forderung nach mehr Bürgerbeteiligung wurde von der Politik mit erweiterten Möglichkeiten der Öffentlichkeitsbeteiligung bei der Planung zentraler Stromtrassen nach § 12 ff. EnWG und NABEG im Energiegesetzbündel vom Sommer 2011 aufgegriffen. Die erweiterte Bürgerbeteiligung nach EnWG / NABEG sollte eine Vorbildfunktion haben und auch für Vorhaben im Übertragungsnetz, die nicht unter das NABEG fallen, verbindlich werden.

6 Der britische Übertragungsnetzbetreiber National Grid geht zum Beispiel bei Leitungsprojekten aktiv auf gesellschaftliche Minderheiten zu und informiert mit Materialien in verschiedenen Sprachen, Braille-Schrift und Audio-Formaten (vgl. Renewables Grid Initiative (2012): European Grid Report. Beyond Public Opposition).

Beteiligungsparadoxon erschwert Bürgerbeteiligung

Derzeit sind die Mitgestaltungsmöglichkeiten im Planungsprozess aufgrund der Komplexität des Stromsystems, der Komplexität der Planungsverfahren und eingeschränkter Beteiligungsmöglichkeiten eher gering. Das Stromnetz als komplexes elektrisches System erfordert eine zentrale Planung, deren Randbedingungen zu einem Zeitpunkt erarbeitet werden, zu dem die lokalen Auswirkungen den zukünftigen Anwohnern oder auf andere Art durch neue Stromtrassen Betroffenen noch lange nicht bekannt sind. Beim anstehenden Ausbau des Höchstspannungsnetzes zeigt sich besonders deutlich das Phänomen, das Sozialwissenschaftler als „Partizipationsparadoxon“ beschreiben: Im frühen Planungsstadium ist der Gestaltungsspielraum am größten, gleichzeitig sind das Engagement und die Beteiligung potenziell Betroffener wegen mangelnder Information, starkem Abstraktionsgrad und großer Komplexität der Planungen gering. Am Ende des Planungsprozesses ist der Wunsch nach Beteiligung und Mitgestaltung groß, gleichzeitig ist die Möglichkeit der Einflussnahme nur noch gering.

Abbildung 1: Das Beteiligungsparadoxon



Grafik: DUH, eigene Darstellung nach Stiftung MITARBEIT (Hrsg., 2012):
Bürgerbeteiligung als Teil der direkten Demokratie, www.buergergesellschaft.de

Stromnetzplanung im herkömmlichen Verfahren

Eine Bürgerbeteiligung war bislang im geltenden rechtsförmigen Verfahren für Leitungen, die nicht mit den neuen Beteiligungsmöglichkeiten nach EnWG / NABEG von Länderbehörden geplant werden, lediglich im Raumordnungsverfahren im Rahmen der Umweltverträglichkeitsprüfung nach § 16 Abs. 4 i. V. m. § 9 UVPG und im Planfeststellungsverfahren für direkt Betroffene vorgesehen. Zudem haben Träger öffentlicher Belange im herkömmlichen Verfahren die Möglichkeit, zu den Planungen Stellung zu nehmen. Manche Netzbetreiber führen ergänzend Bürgerbeteiligungen auf freiwilliger Basis durch.

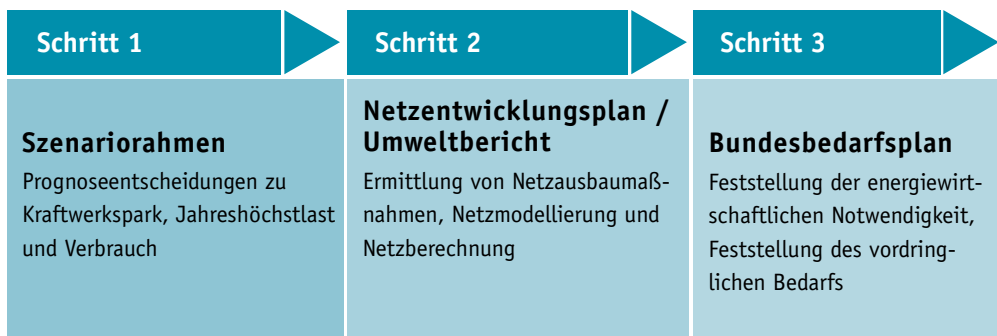
Stromnetzplanung nach § 12a bis f EnWG / NABEG

Mit dem Gesetzespaket zur Energiewende vom Sommer 2011 wurde ein deutlicher Fortschritt hinsichtlich Transparenz und frühzeitiger Bürgerbeteiligung und -information bei der Planung des Übertragungsnetzes erzielt. Die Vorgaben zur Öffentlichkeitsbeteiligung und -information gehen bei der Planung zentraler Stromtrassen nach § 12a bis f EnWG und NABEG über das hinaus, was in anderen Infrastrukturbereichen wie z.B. im Verkehrsbereich vorgesehen ist. Das mehrstufige Verfahren nach § 12a bis f EnWG und NABEG weist mehrere Schritte zur Konsultation der Öffentlichkeit aus: Der Szenariorahmen und der darauf fußende Netzentwicklungsplan Strom werden jährlich erstellt und in mehreren Schritten öffentlich konsultiert. Die jährliche Überprüfung von Szenariorahmen und Netzentwicklungsplan Strom hat den Vorteil, dass die Netzplanung sehr schnell auf Änderungen des energiewirtschaftlichen Rahmens reagieren und technologische Innovationen mit einbeziehen kann. Die Netzplanung nach § 12a bis f EnWG und NABEG ist damit als ein lernender Prozess im dynamischen energiepolitischen und technischen Umfeld angelegt.

Trotz dieser Fortschritte gilt es, die Beteiligungsverfahren weiter zu optimieren und aus den ersten Erfahrungen bei der netzbezogenen Umsetzung von EnWG und NABEG zu lernen. Aus heutiger Sicht ist das Zeitintervall für die Konsultationen der beiden grundlegenden Planungsstufen Szenariorahmen und Netzentwicklungsplan zu kurz und führt durch eine Fülle von sich überlappenden Konsultationsphasen bei vielen Beteiligten zu Verwirrung.⁷ Eine Ausdehnung des Zeitintervalls auf zwei Jahre ist auch unter Beachtung EU-rechtlicher Vorgaben möglich und anzustreben. Damit könnte der für alle Be-

⁷ Erste Erfahrungen aus den öffentlichen Konsultationen zu den Szenariorahmen 2012 und 2013 und dem Netzentwicklungsplan Strom 2012 zeigen, dass vielen Teilnehmern der Konsultation nicht klar ist, auf welcher Planungsstufe ihre Anregung oder ihr Einwand sachlich einzuordnen ist (vgl. BNetzA Bestätigung NEP 2012, S. 76 ff: Stellungnahmen zum Szenariorahmen im Rahmen der Konsultation zum NEP 2012).

Abbildung 2: Die fünf Planungsstufen für zentrale Stromtrassen



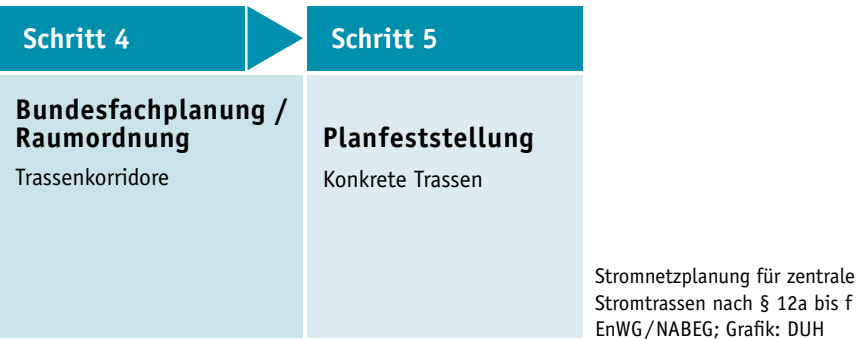
teiligten erhebliche Verfahrensaufwand verringert werden, ohne den Vorteil der flexiblen Anpassungsmöglichkeit an geänderte Rahmenbedingungen einzubüßen. Des Weiteren würde dies in Deutschland die Abstimmung zwischen dem Übertragungs- und dem Verteilnetz bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans in einer detaillierteren Weise zeitlich ermöglichen und mit Blick auf das europäische Verbundnetz eine weiter synchronisierte Verzahnung mit dem europäischen Netzentwicklungsplan TYNDP ermöglichen, der ebenfalls alle 2 Jahre von ENTSO-E vorgelegt wird.⁸ Gleichzeitig sollte dieser zeitliche Puffer auch genutzt werden, um die Verfahren laufend zu verbessern.

Zudem sollten die informellen Beteiligungsmöglichkeiten ausgeweitet und ein kontinuierlicher Dialog mit den Bürgerinnen und Bürgern angestrebt werden. Ein wichtiges Thema für einen solchen Dialog ist zum Beispiel die Frage, welcher Szenariorahmen zugrunde gelegt wird und auf welchen Eingangsgrößen er beruht. Dies ist nicht nur eine wissenschaftlich-technische, sondern auch eine umwelt-, energie- und gesellschaftspolitische Frage, in die die Öffentlichkeit einbezogen werden muss.

Beteiligung bei der konkreten Trassenplanung

Bei bundesländerübergreifenden Leitungen ist nach NABEG mit der öffentlichen Antragskonferenz der Bundesfachplanung und der Veröffentlichung der Unterlagen im Internet mehr Information und Beteiligung als bisher vorgesehen. Diese neuen Beteiligungsmöglichkeiten sollten auf alle zukünftigen

⁸ Die einschlägigen Richtlinien und Verordnungen sehen zwar unter bestimmten Bedingungen einen 1-Jahreszyklus vor (Artikel 22 Abs. 5 RL 2009/72/EG i.V.m. EU-Verordnung 714/2009), bei vollständigem Unbundling ist aber auch ein 2-Jahresrhythmus möglich.



Planungsverfahren für Höchstspannungsleitungen, auch diejenigen innerhalb von Bundesländergrenzen, ausgedehnt werden, da ein unterschiedliches Maß an Beteiligung sachlich nicht zu begründen wäre.

Des Weiteren sollte auch im Vorfeld der Bundesfachplanung und vor Beginn des Planfeststellungsverfahrens mehr Gewicht auf informelle Beteiligungsmöglichkeiten für Betroffene und Kommunalvertreter gelegt werden. Bei der Bundesfachplanung, im Raumordnungsverfahren sowie im anschließenden Planfeststellungsverfahren werden zunächst mögliche Trassenkorridore und danach der konkrete Verlauf einer Leitung festgelegt. Durch die Einbeziehung der Öffentlichkeit in informellen Beteiligungsrunden vor Eröffnung des formellen Verfahrens werden deren Interessen frühzeitig deutlich und können wo möglich berücksichtigt werden. Das vor Ort vielfach vorhandene Know-how kann so für alle Seiten gewinnbringend genutzt werden. Schnellere, konfliktärmere Planungsverfahren und ein mehrheitlich akzeptierter Leitungsverlauf sind idealerweise Folge dieser Verfahrensöffnung. Wie bereits oben erwähnt, ist für den Erfolg wesentlich, dass von vornherein von den Behörden klar gemacht wird, wie groß (oder klein) der Gestaltungsspielraum für die Beteiligten ist und ab wann Entscheidungen verbindlich sind.

Personal bei Planungsbehörden und Vorhabenträgern

Nicht nur Bürgerinnen und Bürger, auch viele Planungsbehörden halten die Beteiligung der Öffentlichkeit über das heutige Maß hinaus für sinnvoll. Dafür gilt es, eine neue Kultur der Bürgerbeteiligung zu schaffen, denn den Behörden fehlt es mitunter an Sensibilität, Know-how zur Bürgerbeteiligung oder auch der „richtigen Sprache“ im Umgang mit Bürgerinnen und Bürgern. Zudem fehlen den Behörden (Planungs- und Genehmigungsbehörden, Fachbehörden

wie Umwelt- und Naturschutzbehörden u.a.) häufig die Kapazitäten, um eine solche zeit- und arbeitsintensive Beteiligung angemessen zu begleiten. Schon für eine Steigerung der reinen Informationstätigkeit der Behörden bedarf es einer Aufstockung der Ressourcen. Es ist daher auf allen Planungsstufen dafür Sorge zu tragen, dass die beteiligten Behörden personell und finanziell so ausgestattet werden, dass sie den neuen Anforderungen bei der Planung gerecht werden können. Dies gilt auch für die Netzbetreiber. Angesichts der neuen Aufgaben des intensivierten Bürgerdialogs sind diese gehalten, genügend personelle Ressourcen bereitzustellen. Der hierfür entstehende Aufwand ist seitens der Regulierungsbehörde anzuerkennen.

Politikempfehlungen

- **Bürgerbeteiligung und -information im formalen Planverfahren:**
 - Auf allen Planungsstufen transparente, nachvollziehbare und frühzeitige Beteiligung und Information der Träger öffentlicher Belange, der Kommunen, der breiten Öffentlichkeit sowie – soweit möglich – der Grundeigentümer
 - Klare Darstellung der Entscheidungsgrundlagen und Abwägungskriterien
- **Bürgerbeteiligung und -information im informellen Verfahren:**

Intensivierung der informellen Bürgerbeteiligung im gesamten Planungsprozess und Verzahnung mit dem formalen Planverfahren bei klar kommunizierten Regeln (z. B. Alternativen-Dialog zum Szenariorahmen, Bürgerbeteiligung bei der Bundesfachplanung)
- **Feedback-Kultur:** Transparente Darstellung, ob und wie Bürgeranliegen und Stellungnahmen in den verschiedenen Planungsstufen ins Verfahren einfließen
- **Gestaltungsspielraum:** Vollständige und sorgfältige Darstellung der Möglichkeiten der Einflussnahme auf die Planung für Bürgerinnen und Bürger und lokale Akteure auf allen Stufen des Planungsprozesses
- **Zeitintervall Konsultationen:** Erstellung und öffentliche Konsultation von Szenariorahmen und Netzentwicklungsplan im 2-Jahres-Rhythmus
- **NABEG-Beteiligungsmöglichkeiten** auf alle neuen Höchstspannungsvorhaben ausweiten
- **Personal:** Angemessene personelle und finanzielle Ausstattung bei Planungs-, Genehmigungs-, Umwelt- und Naturschutzbehörden und Netzbetreibern

2.2 Empfehlungen für die fünf Planungsstufen

Tabelle 2: Politikempfehlungen zur Bürgerbeteiligung auf den einzelnen Planungsstufen im Planungsprozess für Höchstspannungsleitungen

Planungsstufe	Inhalt
1. Szenariorahmen	Entscheidende Weichenstellung des Planungsrahmens Drei Entwicklungspfade für die nächsten 10 bzw. 20 Jahre Art, Menge u. regionale Verteilung der konventionellen und erneuerbaren Erzeugung Schätzung von Jahreshöchstlast und Verbrauch Randbedingungen der Einbindung in den Energiebinnenmarkt in Europa Gesamtwirtschaftliche Randbedingungen (CO₂-Emissionszertifikatepreise, Primärenergieträgerpreise, etc.)
2. Netzentwicklungsplan Strom / Umweltbericht	Marktsimulation Netzanalysen Stabilitätsuntersuchungen Ermittlung bedarfsgerechter Netzausbaumaßnahmen auf Grundlage des Szenariorahmens Strategische Umweltprüfung

Bürgerinformation/ Bürgerdialog/ Legitimation/ Ist-Zustand	Weitergehende Politikempfehlungen Plan N 2.0
1 x jährlich: Öffentliche Konsultation durch die Bundesnetzagentur	Intensiver zivilgesellschaftlicher Dialog zu Sensitivitätenprüfungen bei Erstellung des Szenariorahmens, z.B. durch ein breit gefächertes Beratungsgremium für BNetzA und ÜNB Bürgerbeauftragte der BNetzA, um Bürgern Hilfestellung zum Verständnis dieses entscheidenden Planungsschritts zu geben
2 x jährlich: Öffentliche Konsultationen durch a) ÜNB und b) Bundesnetzagentur	Transparente Kommunikation der Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung zum Aufzeigen künftiger, potenzieller Konflikt-schwerpunkte einschließlich sich daraus ergebender Maßgaben für die nächste Planungsstufe Verstärkte Nutzung von Visualisierungen (Karten, Diagramme) zur Darstellung von NEP und Umweltbericht Diskussion von anderweitigen Planungsmöglichkeiten (Alternativen), um ein gemeinsames Verständnis für vordringliche Maßnahmen zu erreichen

Planungsstufe	Inhalt
3. Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG)	Feststellung der energiewirtschaftlichen Notwendigkeit der gesetzlich festgelegten Maßnahmen Feststellung des vordringlichen Bedarfs
Vorschlag: Informelles Verfahren vor BFP stärken	Entwicklung von Kriterien zur Bewertung des Suchraums (Ellipse) u. a. in Form von Flächenkategorien und mithilfe materieller Maßstäbe Zuordnung von Konfliktrisiken zu den Flächenkategorien Definition von Korridoralternativen Vergleich von Korridoralternativen mittels bestimmter Aggregationsregeln Ableitung des Vorzugskorridors, dessen Umweltauswirkungen im Umweltbericht zur Bundesfachplanung dargestellt werden

Bürgerinformation / Bürgerdialog / Legitimation / Ist-Zustand	Weitergehende Politikempfehlungen Plan N 2.0
Festlegung durch das Parlament im Bundesbedarfsplangesetz	Zivilgesellschaftlicher Dialog zu den Auswahlkriterien für die Leitungen für ein stabiles Gesamtsystem, die in das Bundesbedarfsplangesetz einfließen Bessere Verzahnung von nationaler und europäischer Netzplanung: NEP/BBPLG-Prozess in Anlehnung an europäische Netzplanung alle 2 bzw. 4 Jahre
	Frühzeitige informelle Information und Beteiligung von Trägern öffentlicher Belange, regionalen Stakeholdern, Verbänden, Landwirtschaftskammern und Bürgern an der Diskussion von Korridorvarianten im Vorfeld der Antragskonferenz während der Erarbeitung der Antragsunterlagen durch den bzw. die ÜNB, z. B. in Planungsworkshops Klarstellung in der Planungsgesetzgebung, wie Ergebnisse informeller Prozesse bei der Planaufstellung berücksichtigt werden Runde Tische der Bundesnetzagentur zum Definieren fachlich begründeter Bewertungsmaßstäbe (u. a. in Bezug auf das Schutzgut Landschaftsbild, gemeinsame Entwicklung von Kriterien und Konflikt-risikoklassen zur Ableitung alternativer Korridore etc.)

Planungsstufe	Inhalt
4. Bundesfachplanung (BFP)* oder Raumordnungsverfahren (ROV)** Stufe 1 des formalen Genehmigungsverfahrens	Detailliertere Planung mit Suchräumen für die späteren Trassen Prüfung der Raum- und Umweltverträglichkeit des Vorhabens bezogen auf die Korridorvarianten Empfehlung eines Trassenkorridors (ROV) Verbindliche Festlegung eines Trassenkorridors (500-1.000m Breite) (BFP)

* Eine Bundesfachplanung durch die Bundesnetzagentur ist nach § 2 Abs. 1 NABEG für die 16 Projekte des BBPlG vorgesehen, die Bundesländer- und nationale Grenzen überschreiten.

** Ein Raumordnungsverfahren wird für all die Maßnahmen durchgeführt, die nicht unter die Bundesfachplanung fallen.

Bürgerinformation / Bürgerdialog / Legitimation / Ist-Zustand	Weitergehende Politikempfehlungen Plan N 2.0
BFP Öffentliche Antragskonferenz Veröffentlichung der Unterlagen im Internet Vorschlagsrecht der Länder, auf deren Gebiet die Trassenkorridore voraussichtlich verlaufen werden (§ 7 Abs. 3 NABEG)	Auf dieser Planungsstufe sowie im Vorfeld bei der Entwicklung von Korridorvarianten besteht der größte Spielraum für regionale Bürgerbeteiligung bei der Korridorauswahl. BFP Antragsunterlagen zur Bundesfachplanung: Allgemein verständliche Darstellung des Antrags, z. B. durch Kartenmaterial und Zusammenfassung der Antragsunterlagen. Die Antragsunterlagen sollten der Öffentlichkeit rechtzeitig vor der Antragskonferenz zur Verfügung gestellt werden. Frühzeitige Information und Beteiligung von Trägern öffentlicher Belange, regionalen Stakeholdern, Verbänden, Landwirtschaftskammern und Bürgern; Einbezug der Stakeholder in die Diskussion von Korridorvarianten 6 Wochen vor der Antragskonferenz mit Hinweis darauf, welche Entscheidungen bereits auf der Bedarfsplanebene getroffen wurden, wie Stellungnahmen (Anregungen und Bedenken) aus der Öffentlichkeit in den Planungs- und Entscheidungsprozess Eingang finden und was die planerische Abwägung der verschiedenen Belange bedeutet. Prüfung der Einrichtung regionaler Bürgerbüros der Bundesnetzagentur Prüfung der Einrichtung regionaler Projektbüros des Vorhabenträgers zur Information über Planungsstand mit Kartenmaterial und Hintergrundinformationen

Planungsstufe	Inhalt
4. Bundesfachplanung (BFP)* oder Raumordnungsverfahren (ROV)** Stufe 1 des formalen Genehmigungsverfahrens	Detailliertere Planung mit Suchräumen für die späteren Trassen Prüfung der Raum- und Umweltverträglichkeit des Vorhabens bezogen auf die Korridorvarianten Empfehlung eines Trassenkorridors (ROV) Verbindliche Festlegung eines Trassenkorridors (500-1.000m Breite) (BFP)

* Eine Bundesfachplanung durch die Bundesnetzagentur ist nach § 2 Abs. 1 NABEG für die 16 Projekte des BBPLG vorgesehen, die Bundesländer- und nationale Grenzen überschreiten.

** Ein Raumordnungsverfahren wird für all die Maßnahmen durchgeführt, die nicht unter die Bundesfachplanung fallen.

Bürgerinformation / Bürgerdialog / Legitimation / Ist-Zustand	Weitergehende Politikempfehlungen Plan N 2.0
ROV Beteiligung der Öffentlichkeit über Träger öffentlicher Belange (TÖB), alles weitere freiwillig Öffentlichkeitsbeteiligung im Rahmen der Umweltverträglichkeitsprüfung nach § 16 Abs. 4 i. V. m. § 9 UVPG	Prüfung der Einrichtung projektbezogener Begleitgremien für die Bundesfachplanung durch die BNetzA Diesbezüglich Ergänzung des BNetzA-Leitfadens zur Bundesfachplanung Antragskonferenz: (Räumliche) Erreichbarkeit der Antragskonferenz für Bürger und Bürgerinnen ermöglichen (z. B. durch mehrere Veranstaltungsorte oder Internetübertragung der Antragskonferenz) Klare Information über Entscheidungsspielräume Einräumung von Rederecht für die breite Öffentlichkeit ROV Beteiligungsstandards analog zu NABEG-Verfahren: Öffentliche Antragskonferenz, Veröffentlichung der Unterlagen im Internet Frühzeitige regionale Bürgerinformation zur Diskussion von Trassenvarianten, z. B. in Planungsworkshops oder Trassenwerkstätten Gesetzlich verankerte Öffentliche Antragskonferenz Internetveröffentlichung der Unterlagen Regionale Projektbüros des Vorhabenträgers zur Information über den Planungsstand mit Karten- und Hintergrundmaterial

Planungsstufe	Inhalt
Vorschlag: Informelles Verfahren vor PFV stärken	Planung des konkreten Leitungsverlaufs und Ermittlung der regional konfliktärms-ten Trassenvariante als Empfehlung für das formale Verfahren
5. Planfeststellungsverfahren (PFV) Stufe 2 des formalen Genehmigungsverfahrens	Flurstücksgenaue Festlegung des Trassenverlaufs

Bürgerinformation / Bürgerdialog / Legitimation / Ist-Zustand	Weitergehende Politikempfehlungen Plan N 2.0
	Vorschlag Forum Netzintegration Erneuerbare Energien: Intensivierung der Beteiligung zum Ausloten der Handlungsspielräume: Beteiligung regionaler Interessengruppen und interessierter Bürger durch geeignete Formate im informellen Verfahren in der Phase der Antragserstellung
Einwendungen konkret Betroffener (Anwohner, Grundstückseigentümer u. a.) Rechtsweg: Erstinstanz Bundesverwaltungsgericht bei BBPLG- und EnLAG-Verfahren Beteiligung der (Fach-)Öffentlichkeit über Stellungnahmen von Trägern öffentlicher Belange (TÖB)	Weitreichende Kommunikation zum Verfahren: Verständliche Zusammenfassung der Planfeststellungsunterlagen Klare Darstellung der Rechtsgrundlagen und Prinzipien bei der Schutzgüterabwägung und -bewertung Bürgerbüro bei den Genehmigungsbehörden Benennung von Ansprechpartnern und Verbesserung von Kontaktmöglichkeiten zur Erläuterung der Antragsunterlagen während der öffentlichen Auslage durch Übertragungsnetzbetreiber Projekt-Websites mit konkreten Ansprechpartnern und leicht verständlicher Zusammenfassung

Kapitel 3

Konfliktfelder beim Stromleitungsbau Höchstspannung (220/380 kV) und Hochspannung (110 kV)

3. Konfliktfelder beim Stromleitungsbau Höchstspannung (220/380 kV) und Hochspannung (110 kV)

3.1 Höchstspannung 220 / 380 kV Drehstrom

3.1.1 Elektrische und magnetische Felder

In der Diskussion um den Um- und Ausbau der Stromnetze bringen Anwohnerinnen und Anwohner von Hoch- und Höchstspannungsleitungen häufig ihre Sorge vor gesundheitlichen Beeinträchtigungen durch niederfrequente elektromagnetische Felder (EM-Felder) rund um Höchstspannungsleitungen zum Ausdruck.

In Deutschland sind die Grenzwerte für elektrische und magnetische Felder in der 26. Bundesimmissionsschutzverordnung (26. BImSchV) geregelt. Sie basieren auf internationalen Empfehlungen (WHO, ICNIRP, EU⁹) und dienen dem Schutz vor nachgewiesenen Gefahren.

Für Hoch- und Höchstspannungsleitungen gilt ein Grenzwert für die magnetische Flussdichte von 100 Mikrottesla bei maximaler Anlagenauslastung. Der Grenzwert darf an allen Orten des dauerhaften Aufenthalts von Menschen nicht überschritten werden. Dieser Grenzwert wird in der Regel bereits unmittelbar unter Höchstspannungsleitungen eingehalten. Die direkte Überspannung von Wohnhäusern bzw. die Unterbauung von Hoch- und Höchstspannungsleitungen war somit bislang ohne weiteres zulässig. Dies hat sich seit dem 22.8.2013 teilweise geändert: Mit der Novelle der 26. BImSchV dürfen Höchstspannungsleitungen in neuer Trasse Wohngebäude nicht mehr überspannen. § 4 Abs. 2 der 26. BImSchV gebietet zudem die technische Minimierung der elektrischen und magnetischen Felder bei Neuerrichtung und wesentlicher Änderung bestehender Niederfrequenz- und Gleichstromanlagen nach dem Stand der Technik.

Die Grenzwerte der Neufassung der 26. BImSchV, die vom Bundestag am 13.6.2013 verabschiedet wurde, entsprechen aktuellen wissenschaftlichen Erkenntnissen in Bezug auf den Gesundheitsschutz der Bevölkerung.¹⁰ Es ist die einhellige Meinung aller Beteiligten, dass diese angepasst werden sollten, sofern sich neue wissenschaftliche Erkenntnisse über eine stärkere Gesund-

9 WHO = Weltgesundheitsorganisation; ICNIRP = Internationale Kommission zum Schutz vor Nichtionisierender Strahlung

10 Einige Akteure des Forums Netzintegration halten die Grenzwertsetzung für unzureichend, weil Forschungsergebnisse aus epidemiologischen Studien, die auf Gesundheitsrisiken auch unterhalb des geltenden Grenzwerts hinweisen, bei der Festlegung nicht ausreichend gewichtet wurden.

heitsgefährdung ergeben. Dieses nicht verhandelbare Mindestmaß an Gesundheitsschutz ist jedoch nach Auffassung vieler Akteure nicht weitreichend genug, um den Ängsten in der Bevölkerung wirksam begegnen zu können. Die Akteure des Forums Netzintegration bewerten das bestehende Grenzwert- und Vorsorgekonzept unterschiedlich: Die einen halten die wissenschaftliche Grundlage für plausibel und ausreichend, andere setzen sich für weitergehende Präventionsmaßnahmen zur Vorsorge vor möglichen Auswirkungen von elektromagnetischen Feldern auf den Menschen ein, um damit auf offene Forschungsfragen zu reagieren.

Einigkeit besteht darüber, dass der Wissens- und Forschungsstand¹¹ erweitert werden muss. Insbesondere besteht Forschungsbedarf zu Wirkungen einer dauerhaften Belastung mit niederfrequenten Magnetfeldern. Das Zustandekommen des Grenzwerts zum Gesundheitsschutz sowie bestehende Unsicherheiten müssen zudem durch Politik und Behörden offen kommuniziert werden.

Ängsten in der Bevölkerung lässt sich wirksam bei Gesprächen in Verbindung mit Messungen der tatsächlichen EMF-Exposition vor Ort bzw. in Wohnräumen begegnen. Das Problem wird dadurch aber nicht in allen Fällen gelöst.

Die Teilnehmerinnen und Teilnehmer des Forums Netzintegration sind sich einig, dass ungeachtet der unterschiedlichen Bewertungen der aktuellen wissenschaftlichen Grundlagen folgende Maßnahmen sinnvoll sind, um die Frage möglicher Wirkungen von elektromagnetischen Feldern an Leitungen besser beantworten zu können:

Politikempfehlungen

- **Bürgerinformation EM-Felder:** Intensivere Information und Kommunikation über die Wirkungsweisen und mögliche Gesundheitsrisiken von elektromagnetischen Feldern durch unabhängige Fachleute, (z. B. Bundesamt für Strahlenschutz (BfS), Forschungseinrichtungen)
- **Schutzkonzept:** Intensivere Kommunikation und Information vor Ort hinsichtlich des Schutz- und Vorsorgekonzeptes der 26. BImSchV und des zugrunde liegenden Stands der Wissenschaft. Erläuterung der Regelungen für Bestandstrassen und Neubau

¹¹ Eine vergleichende Darstellung von Grenzwerten und Vorsorgekonzepten in Europäischen Staaten hat das BfS auf seiner Website unter http://www.bfs.de/de/elektro/netzausbau/schutz/Grenzwerte_Europa.html veröffentlicht.

- **Bewertungsmethoden:** EU-weite Vereinheitlichung der bewerteten Immissionsorte und Anlagenzustände, um unterschiedliche Grenz- und Vorsorgewerte der EU-Mitgliedstaaten vergleichbar zu machen
- **EM-Feld-Messungen:** Messungen von EM-Feldern im Wohnumfeld von Betroffenen durch ÜNB und Forschungsinstitute intensivieren
- **Forschung:** Intensive Forschung zur Wirkung elektromagnetischer Felder um Höchstspannungsleitungen sowie verständliche Aufbereitung und transparente Darstellung der Ergebnisse

3.1.2 Anwohner/Wohnumfeld/Landschaftsbild

Abstände zur Wohnbebauung

Der Um- und Ausbaubedarf der Stromnetze wird mit Auswirkungen auf die Umwelt einschließlich des Landschaftsbildes und auf das Wohnumfeld vieler Bürgerinnen und Bürger verbunden sein. Konflikte um Leitungsprojekte begründen sich durch eine Vielzahl von realen oder vermuteten Beeinträchtigungen oder gar Gefährdungen, die sich oft nur schwer voneinander trennen lassen. Die Veränderung des Landschaftsbildes, der Verlust von Erholungsräumen, befürchtete Gesundheitsrisiken durch elektromagnetische Felder, der Wertverlust von Immobilien sowie die Beeinträchtigung der landwirtschaftlichen Nutzung sind häufig genannte Gründe für die Ablehnung neuer Höchstspannungsleitungen. Die Akzeptanz für den Netzausbau lässt sich erhöhen, wenn es gelingt, die Leitungen in größerer Entfernung von Wohnsiedlungen zu realisieren, als es der geltende Rechtsrahmen vorsieht. Dies gilt sowohl für neue Leitungen als auch für zu ertüchtigende Leitungen in bestehender Trasse. Allerdings gerät der Wunsch nach größeren Abständen häufig in einen Zielkonflikt mit den Belangen anderer Schutzgüter. Auch der Erhaltung unzerschnittener Räume, schutzwürdiger Natur- und Kulturlandschaften sowie der Schonung landwirtschaftlicher Flächen¹² kommt eine große Bedeutung zu. Hier ist jeweils abzuwägen.

Das Forum Netzintegration hat sich über eineinhalb Jahre intensiv mit den Argumenten für und gegen die Festlegung verbindlicher Abstände zwischen

¹² Auf europäischer Ebene liegt ein interessanter Vorschlag der EU-Kommission vor, landwirtschaftliche Nutzfläche als Schutzgut in die UVP mit einzubeziehen (vgl. Entwurf zur Änderung der Richtlinie 2011/92/EU über die Umweltverträglichkeitsprüfung bei bestimmten öffentlichen und privaten Projekten: http://ec.europa.eu/environment/eia/pdf/com_628/1_DE_ACT_part1_v3.pdf).

Wohnsiedlungen und Höchstspannungsfreileitungen auseinandergesetzt. Bisher gibt es keine bundesweit geltenden Abstandsregelungen für die Planung neuer Höchstspannungsleitungen, allerdings gibt es verschiedene Sonderregelungen:

- **EnLAG:** Vier Teilkabelpilotvorhaben nach § 2 EnLAG: Konditionierte Abstandsregelung für vier einzeln aufgeführte Vorhaben. Auf Verlangen der Behörde ist bei Unterschreiten von 400 m Abstand zu Wohngebäuden innerorts und 200 m im Außenbereich ein Teilkabelabschnitt zu errichten.
- **BBPLG:** Zwei Vorhaben nach dem Bundesbedarfsplangesetz können nach § 2 Abs. 2 Satz 2 BBPLG mit (Teil-)Verkabelung realisiert werden: eine Gleichstromverbindung vom Raum Düren / Aachen nach Belgien und die Gleichstromverbindung Wilster-Grafenrheinfeld als Teil des im Netzentwicklungsplan Strom 2012 benannten Korridor C.
- **LRÖP Niedersachsen:** Abstand von 400 Metern zu Wohngebäuden innerorts und 200 m zu Wohngebäuden im Außenbereich, wobei diese Abstände nur ausnahmsweise in bestimmten Fällen unterschritten werden dürfen.¹³

In der Fachdiskussion und der öffentlichen Diskussion über Abstandsregelungen stehen sich zwei grundlegende Positionen gegenüber, die jeweils gut begründet und verständlich, andererseits kaum miteinander vereinbar sind: Kommunale Akteure, Bürgerinitiativen und Anwohner setzen sich für feste Abstandsregelungen ein und fordern die Einhaltung von 200, 400 oder 1.000 Metern Abstand zu Wohnsiedlungen. Für die Festlegung von festen Abstandsregelungen spricht, dass diese Sicherheit schaffen, sowohl für die Anwohner als auch für die Planung. Allerdings schränken feste Abstandsregelungen die Planungsoptionen in dicht besiedelten Gebieten wie dem Ruhrgebiet oder in Gegenden mit vielen breit gestreuten Einzelgehöften wie Mecklenburg-Vorpommern möglicherweise zu sehr ein bzw. verhindern eine Lösung. Feste Abstandsregelungen führen bei linienhaften Vorhaben wie Stromleitungen zudem zu einem Zick-Zack-Verlauf, längeren und teureren Leitungen mit höherem Flächenverbrauch und einer größeren Zahl an Maststandorten. Dies kann auch einer optimalen Einbettung der Leitung in das Landschaftsbild entgegenstehen.

¹³ Vgl. LRÖP Niedersachsen 2012, http://www.ml.niedersachsen.de/portal/live.php?navigation_id=1378&article_id=5062&psmand=7

Aus Sicht der Planer und Vorhabenträger sowie unter dem Gesichtspunkt der Wirtschaftlichkeit sind flexible Abstandsregelungen gegenüber starren Vorgaben vorzuziehen. Im dicht besiedelten Deutschland mit intensiver Flächennutzung, hoher Flächenkonkurrenz und einer Vielzahl von Raumwiderständen ist es nicht einfach, geeignete Flächen für den Bau neuer Stromleitungen zu finden. Weitreichende Abstandsfestlegungen würden in manchen Regionen dazu führen, dass man dort keine Trassen für neue Höchstspannungsleitungen mehr planen könnte. Vor diesem Hintergrund halten viele für die Stromnetzplanung Verantwortliche flexible Mindestabstandsempfehlungen für sinnvoller, die – in genau definierten Ausnahmefällen – unterschritten werden dürfen. Andererseits legen sie viel Wert auf klare Vorgaben, die hinreichende Planungssicherheit gewährleisten.

Die Akteure des Forums Netzintegration haben noch keine einheitliche Empfehlung zu konkreten, in Metern ausgedrückten Abstandsempfehlungen entwickelt, denn die Interessenlage ist – wie oben geschildert – zu heterogen und unterscheidet sich stark je nach Betroffenheit und Verantwortlichkeit. Auch müssten zunächst die Auswirkungen von verschiedenen denkbaren Abstandsregelungen auf die Netzplanung untersucht werden. Die Akteure sind sich aber einig, dass die Interessen von Anwohnern und der Schutz ihres Wohnumfelds derzeit im Planungsverfahren nicht ausreichend berücksichtigt werden können.

Um das Wohnumfeld von Anwohnern besser zu schützen, ist zunächst der Begriff des Wohnumfeldschutzes in Bezug auf die Planung von Hoch- und Höchstspannungsleitungen zu definieren. Darauf aufbauend sind Regelungen zu einem verbesserten Wohnumfeldschutz, die die Interessen von Anwohnern nachdrücklich und weitergehend stärken, gesetzlich zu verankern, beispielsweise als Grundsatz der Planung im Bundes- oder Landesraumordnungsrecht mit dem Ziel, einen abwägungsrelevanten Tatbestand zu schaffen, oder im Fachplanungsrecht für Energieleitungen.

Schutz des Landschaftsbilds

Freileitungen beeinflussen das Landschaftsbild und den Wert, den die Landschaft für die lokale Bevölkerung und Besucher hat. Sie haben Rückwirkungen auf den Wohn- und Freizeitwert und damit auf das Wohlbefinden der Menschen vor Ort, auf den Wert von Immobilien und die touristische Attraktivität einer Region.

Die unterirdische Verlegung neuer Leitungen kann den größten Beitrag zur Entlastung des Landschaftsbilds leisten, hat jedoch ebenfalls Auswirkungen auf Natur und Landschaft. Die Einsatzmöglichkeiten der (Teil-)Erdkabeltechnologie sind aus technischen, ökonomischen und ökologischen Gründen je nach Spannungsebene differenziert zu betrachten (vgl. Kapitel 3.1.4 und 3.2 für die 380-kV-Ebene und Kapitel 3.3.1 für die 110-kV-Ebene). Eine Erdverkabelung ist in der Gesamtbetrachtung gerade auf der Höchstspannungsebene oft nicht die vorzugswürdige Variante. Darüber hinaus können ein optimierter Trassenverlauf, eine sensible Wahl der Maststandorte, Sichtschutzpflanzungen oder auch ein angepasstes Mastdesign helfen, die Landschaftsbildveränderung zu verringern.

In Deutschland wird bislang kaum mit dem Mastdesign experimentiert. Hier besteht Innovationspotential. Der Einsatz neuer Masttypen sollte im Rahmen der anstehenden Planungen geprüft werden. Analog zu Pilotprojekten zu neuen Technologien sollten weitere Pilotprojekte zu neuen Mastformen initiiert und deren Mehrkosten gegenüber konventioneller Bauweise regulatorisch anerkannt und gegebenenfalls über geförderte Forschungsprojekte begleitet werden, um deren Beitrag für ein verträglicheres Landschaftsbild zu ermitteln.

Politikempfehlungen

- **Wohnumfeldschutz:** Verbesserung des Wohnumfeldschutzes von Anwohnern von Höchstspannungsfreileitungen mit dem Ziel, Leitungen weiter entfernt von Wohnsiedlungen errichten zu können als bisher möglich
- **Definition des Begriffs Wohnumfeldschutz** sowie Analyse der Auswirkungen verschiedener denkbarer Abstandsregelungen, u. a. auf die Netzplanung und andere Schutzgüter
- **Gesetzliche Verankerung von Wohnumfeldschutz:** Stärkung der Anwohnerbelange durch die Verankerung von Wohnumfeldschutz als abwägungsrelevantem Tatbestand im Verfahren, beispielsweise als Grundsatz der Planung im Bundes- oder Landesraumordnungsrecht oder im Fachplanungsrecht für Energieleitungen

Das Forum Netzintegration hat die Einführung von festen Abstandsregelungen kontrovers diskutiert. Eine Einigkeit konnte hier nicht erzielt werden. An dieser Stelle dokumentieren wir die beiden grundsätzlichen Standpunkte:

Keine Einführung einer festen

Abstandsregelung, um im vielfach beanspruchten Raum technisch und wirtschaftlich vertretbare Möglichkeiten der Korridorfindung zu erhalten. Dabei werden trotzdem größtmögliche Abstände zu Wohngebäuden angestrebt.

Einführung einer festen Ab-

standsregelung von mindestens 400 m zu Wohngebäuden innerorts und 200 m zu Wohngebäuden im Außenbereich (EnLAG-Abstände) zum besseren Schutz des Wohnumfelds von Anwohnern*

* Diese Position unterstützt u.a. die BI „Auf dem Berge“

Politikempfehlung

Mast-Design: Einsatz genehmigungsfähiger Mastformen in neuem Design zur bewussten Gestaltung des Landschaftsbilds

3.1.3 Naturschutz:

Konflikt Vogelkollisionen und Chance Biotopmanagement

Bei Bau und Betrieb von Stromleitungen sind Auswirkungen auf Natur und Landschaft unvermeidlich. Eine gute Planung und Trassenführung, eine geeignete technische Ausführung und eine ökologisch sinnvolle Bewirtschaftung oder Pflege der Trassen können die Beeinträchtigungen aber vermindern und teilweise vermeiden. Das naturschutzfachlich drängendste Problem beim Bau von Freileitungen ist neben dem Landschaftsbild der Vogelschutz. Hier sind kurzfristig wirksame Lösungen möglich. Auch bei der ökologischen Pflege von Trassen stehen gute Ansätze zur Verfügung. Diese beiden Themen sollen daher hier im Fokus stehen.

3.1.3.1 Vogelschutz

Freileitungen sind vor allem für Vögel eine Gefahr. Einerseits besteht v. a. an Mittelspannungsleitungen das Risiko eines Stromschlags, andererseits auf Freileitungen aller Spannungsebenen ein Kollisionsrisiko durch Leitungsanflug. In der Vergangenheit wurden viele Maßnahmen zum Vogelschutz entwickelt, die breite Anwendung finden. So sind zum Beispiel Mittelspannungsmasten

zur Verhinderung von Stromschlägen nach § 41 Bundesnaturschutzgesetz und VDE-Anwendungsregel zu sichern.

Schon bei der Planung kann eine vogelfreundliche Trassenführung gewählt werden. Mit dem Bundesnaturschutzgesetz steht in Deutschland hierbei ein Instrument zur Verfügung, das für eine starke Berücksichtigung des Naturschutzes in der Planungspraxis sorgt.

Aber auch bei einer sehr sorgfältigen Planung von Freileitungen bleibt ein Kollisionsrisiko für Vögel bestehen. In Abhängigkeit von der Leiterseilanordnung und -höhe, von der Vogelart, der Witterung, Morphologie, Vegetation etc. kommt es an Höchstspannungsleitungen mehr oder weniger häufig zu Kollisionen von Vögeln mit der Leitung. Die Folge können Verletzungen der Tiere bis hin zum Tod sein. Kritisch ist vor allem das als Blitzschutz zuoberst angebrachte Erdseil, das vergleichsweise dünn und für viele Vögel schwer zu erkennen ist.

Wir plädieren deshalb dafür, zusätzlich durch technisch-konstruktive Maßnahmen das Kollisionsrisiko an Höchstspannungsleitungen weiter zu reduzieren. Studien zeigen, dass die optische Markierung des Erdseils zu einer Reduzierung der Anflugopfer führt. Über den genauen Grad der Wirksamkeit und die Ausgestaltung der Marker gibt es noch unterschiedliche Ansichten. Allgemein gültige Zahlen zur Wirksamkeit der Marker gibt es bisher nicht, aber immerhin eine Reihe von aussagekräftigen Einzelstudien, die eine sehr gute Wirksamkeit belegen.

Wir halten es für ratsam, mit zusätzlichen wissenschaftlichen Untersuchungen mehr gesichertes Wissen über die Wirksamkeit der unterschiedlichen Marker zu generieren. Die Erkenntnisse sollten dann handlungsleitend sein.

Die Markierung von Leitungen ist bisher gesetzlich nicht vorgeschrieben, die Planfeststellungsbehörde kann sie aber beauftragen. Da eine bundeseinheitliche Regelung fehlt, erfolgt die Auswahl der zu markierenden Trassenabschnitte in den Ländern nach unterschiedlichen Kriterien. Die Auswahl der Abschnitte mit erhöhtem Kollisionsrisiko und die Art der geforderten Marker führen immer wieder zu Konflikten zwischen Netzbetreibern und Behörden und zu Verzögerungen im Planfeststellungsverfahren. Eine grundsätzliche Verständigung beider Seiten über die zentralen Fragen könnte hier zu einer Beschleunigung beitragen. Es ist anzuerkennen, dass Betreiber von Hoch- und Höchstspannungsleitungen bereits auf freiwilliger Basis viele Trassenabschnitte mit erhöhtem Kollisionsrisiko markiert haben.

Auch andere Maßnahmen können das Kollisionsrisiko reduzieren. Bei Einebenenmasten liegen die Leiterseile zum Beispiel horizontal nebeneinander und sind so gebündelt für Vögel besser zu sehen. Neue Konzepte mit Stahltragseilen und Zwischenabhängungen führen zu einer noch kompakteren Einebenenanordnung, die unter Umständen die Sichtbarkeit für Vögel noch einmal verbessern kann. Einebenenmasten sind jedoch aus technischen Gründen nicht überall einsetzbar. Bei Donaumasten stellt die Anordnung von zwei Blitzschutzseilen auf der obersten Traverse – anstatt an der Mastspitze – eine Möglichkeit zur Minderung des Kollisionsrisikos dar.

Als Ausgleich für den Eingriff durch die Stromleitung führen die Netzbetreiber auch weitere Maßnahmen durch wie eine vogelfreundliche Gestaltung der Umgebung oder das Anbringen von Nisthilfen.¹⁴

Aus Vogelschutzsicht sind zur Verminderung des Kollisionsrisikos grundsätzlich alle technisch-konstruktiven Maßnahmen auszuschöpfen. Andere Interessen (z. B. Landschaftsbild) können dem aber entgegenstehen, was von der Genehmigungsbehörde abzuwägen ist.

Politikempfehlungen

- **Kollisionsrisiko vermindern:** Umsetzung von Maßnahmen zur besseren Erkennbarkeit von Leitungen für Vögel insbesondere in sensiblen Gebieten: Markierung der Erdseile und andere bauliche Maßnahmen zur Verringerung des Kollisionsrisikos beim Trassenneubau wie z. B. die Einebenenanordnung. Zügige Schaffung bundesweit einheitlicher Kriterien für sensible Gebiete unter Verwendung vorhandener Datenerhebungen
- **Standardisierung der Marker:** Setzen technischer Standards zur Ausgestaltung der Vogelschutz-Marker, die den Anforderungen des Netzbetriebs und des Vogelschutzes gleichermaßen genügen
- **Monitoring:** Regelmäßiges Monitoring zur Überprüfung der sensiblen Gebiete

¹⁴ Fischadler suchen sich oft hoch gelegene Abschnitte von 110-kV-Leitungen als Ort zum Nisten, denn in vielen Regionen gibt keine hohen Bäume mehr, die traditionell Nist- und Brutplatz des Fischadlers waren. Nisthilfen für die Fischadler in Strommasten können durch geeignete Platzierung dazu beitragen, das Risiko für Jungvögel zu mindern, bei ihren Flugübungen mit den Leiterseilen zu kollidieren. Zudem wird durch die Anbringung unterhalb der Isolatoren verhindert, dass der Kot der Tiere die Betriebsführung der Stromleitung beeinträchtigt.

- **Leitfaden:** Entwicklung eines dann regelmäßig aktualisierten Leitfadens zum Vogelschutz an Höchstspannungsfreileitungen auf Grundlage der Kriterien für die Gebietswahl und der technischen Standards für die Marker
- **Forschung und Entwicklung:** Nachweis der Wirksamkeit verschiedener Markertypen durch die Auswertung vorhandener und Durchführung weiterer Studien. Fortentwicklung konventioneller und Entwicklung alternativer Maßnahmen zum Schutz vor Kollisionen
- **Informationssammlung:** Aufbereitung der vorhandenen Informationen zum Schutz vor Kollisionen auf einer zentralen Website des Bundes (z. B. beim BfN oder bei der Bundesnetzagentur)

3.1.3.2 Biotopmanagement auf Leitungstrassen

Mit Ausnahme weniger Netzgebiete wie beispielsweise des Übertragungsnetzbetreibers Amprion und des Verteilnetzbetreibers Westnetz im früheren RWE-Gebiet ist auf den meisten Trassen in Deutschland der regelmäßige Kahlschlag Standard. Ein weitergehendes Pflegemanagement wird nicht angewendet. Da die Flächen aber nur eingeschränkt anderweitig genutzt werden, kommen sie für Naturschutzmaßnahmen in Frage. Trassen können so geplant und gepflegt werden, dass bestimmte Arten oder Biotoptypen profitieren und die Artenvielfalt auf der Fläche erhöht wird. Auch der Zerschneidungswirkung einer Trasse im Landschaftsbild kann dadurch entgegengewirkt werden. Das Potential einer ökologischen Trassenpflege sollte viel systematischer als bisher genutzt werden. So viele Trassenkilometer wie möglich sollten im Sinne des Naturschutzes bewirtschaftet werden. Dabei sollte auf den langjährigen Erfahrungen von Amprion und Westnetz mit dem Biotopmanagementplan aufgebaut werden. Auch auf Erkenntnisse aus Projekten wie dem „Ökologischen Schneisenmanagement“ des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz Transmission sollte zurückgegriffen werden.

Zusätzlich könnten Stromleitungstrassen mit ihrer linienförmigen Struktur auch für die Biotopvernetzung genutzt werden. Hierfür sind geeignete Konzepte zu entwickeln.

Politikempfehlungen

- **Mehr Naturschutz auf den Trassen:** Ausweitung der ökologischen Trassenpflege im Sinne des Naturschutzes auf Energieleitungstrassen
- **Biotopvernetzung:** Erarbeitung und Erprobung geeigneter Konzepte für die Nutzung von Leitungstrassen zur Biotopvernetzung

3.1.4 Freileitung/Erdkabel 380 kV – Drehstrom (AC)

Einige Konfliktfelder beim Um- und Ausbau der nationalen und grenzüberschreitenden Strominfrastruktur ließen sich vermutlich durch den Einsatz von Teilerdkabelabschnitten statt Freileitungen vermeiden oder doch wenigstens deutlich entschärfen. Dies trifft ganz sicher zu für den Vogelschutz, für Beeinträchtigungen des Landschaftsbildes und mögliche Gesundheitsrisiken durch elektrische und magnetische Felder. Magnetfelder treten allerdings in unmittelbarer Umgebung auch bei Erdkabeln auf. Dass Erdkabel kein Allheilmittel bei der Errichtung neuer oder der Ertüchtigung bestehender Höchstspannungstrassen sind, liegt an neuen und anders gelagerten Problemen und Konflikten, die mit ihrem Einsatz verbunden sind. Dazu zählen technische Risiken, mögliche Beeinträchtigungen der Versorgungssicherheit bei höherem Kabelanteil im Höchstspannungsnetz, der erwartete finanzielle Mehraufwand, aber auch baubedingt großflächigere Eingriffe in die Bodenökologie, den Wasserhaushalt, bestehende Biotopstrukturen oder landwirtschaftlich genutzte Flächen. Naturschutzfachlich sind die Auswirkungen von Erdkabeln auf Biotope und Bodendenkmäler und auf den Wasserhaushalt nicht zu unterschätzen und bei der Planung sorgfältig zu berücksichtigen.

Eine schnelle Verständigung auf eine breite Einführung der neuen Erdkabel-Technologien ist vor diesem Hintergrund ebenso wenig zu erwarten wie eine nachhaltige Verbesserung der Akzeptanz bei einem Verzicht auf sie. Betroffene Anwohner, Anrainerkommunen und Natur- und Umweltschutzverbände wünschen sich einen weitergehenden Einsatz der Erdverkabelung, letztere jedenfalls, solange nicht besonders sensible Bodenbiotope betroffen sind. Landwirte und ihre Interessenverbände fürchten den Verlust von mehr landwirtschaftlicher Nutzfläche als im Fall von Freileitungen.

**Tabelle 3: Freileitungen / Erdkabel in deutschen Stromnetzen
(km-Angaben in Stromkreislänge)¹⁵**

	2008	2008	2008	2012	2012	2012
	Freileitung in km (Strom- kreislänge)	Kabel in km (Strom- kreislänge)	Kabel- anteil in %	Freileitung in km (Strom- kreislänge)	Kabel in km (Strom- kreislänge)	Kabel- anteil in %
Höchst- spannung	35.607	102	0,3	34.876	185	0,5
Hoch- spannung	71.207	5.739	7,5	72.500	7.400	9,3
Mittel- spannung	130.595	376.174	74,2	113.500	400.000	77,9
Nieder- spannung	144.704	986.476	87,2	127.000	1.037.000	89,1
Insgesamt	382.113	1.368.491		347.876	1.444.585	

Für die Übertragungsnetzbetreiber ist die 380-kV-Erdverkabelung noch mit technischen Einschränkungen verbunden. Sie fürchten Einbußen bei der Versorgungssicherheit und den finanziellen und technischen Mehraufwand selbst dann, wenn er im Rahmen der Regulierung durch die Bundesnetzagentur genehmigt würde. Darüber hinaus schränkt eine Teil-Erdverkabelung eine höhere Stromtragfähigkeit einer 380-kV-Leitung ein, weil beispielsweise die Nutzung von Temperaturmonitoring oder Hochtemperaturleiterseilen durch die maximale Transportkapazität des Teilkabelabschnitts begrenzt wird.

¹⁵ Daten: BDEW, Stand 3/2013; Für die Nieder-, Mittel und Hochspannungsebene vorläufige, geschätzte Zahlen für 2012

Im Zentrum der Auseinandersetzung um den Einsatz von Erdkabeln steht die Frage der Mehrkosten.¹⁶ Eine übereinstimmende Antwort auf diese Frage ist ohne Rückgriff auf Erfahrungswerte aus realen Erdkabelpilotprojekten unter vielfältigen technischen und/oder geologischen Rahmenbedingungen nicht zu erwarten. Klar ist aber auch: Die Diskussion geht über die zwei zur Wahl stehenden Technologien deutlich hinaus. Es geht hier auch um die Frage, wie viel unsere Gesellschaft bereit ist, für die Energiewende zu zahlen. Die Frage, die die Politik entscheiden muss, lautet deshalb nicht „Freileitung oder Erdkabel?“, sondern: „Wie viel Erdverkabelung brauchen wir und wie viel Erdverkabelung wollen und können wir uns leisten?“ Um diese Frage beantworten zu können, fehlt derzeit vor allem eins: Erfahrung.

Was wir wissen:

- Für Höchstspannungsleitungen ist in Deutschland bisher die Freileitung Standard. Die europäischen Übertragungsnetzbetreiber haben sich aber 2011 mit Europacable, dem Dachverband der europäischen Kabelindustrie, darauf verständigt, dass der Einsatz von Erdkabeln auf Teilstrecken möglich ist. Auf längeren Strecken ist der Einsatz von Erdkabeln zur Stromübertragung allerdings noch mit technischen Einschränkungen verbunden.
- Die weltweit längsten Höchstspannungs-Drehstrom-Kabel mit 38 und 22 km liegen in Japan und Kopenhagen. Zudem ist ein 10,7 km langer Drehstrom-Kabelabschnitt des Netzbetreibers TenneT in den Niederlanden im Herbst 2013 in Betrieb gegangen.¹⁷

16 Der Mehrkostenfaktor für Investitionskosten für Erdkabel im Vergleich zur Freileitung wird je nach Untergrund, Trassenlänge, Übertragungsleistung und lokalen Bedingungen unterschiedlich eingeschätzt. (Rathke, Hofmann, 2011: Drehstrom (AC): 2,8 – 7,3; Gleichstrom (DC): 2,2 – 15,2; Entsoe / Europacable, 2011: (AC): 5 -10; Europacable, 2012: (DC): 2-3; TU Ilmenau, 2011: (AC): 9 – 13; (DC): keine Angabe). Studien zur Kalkulation der Gesamtkosten berücksichtigen unterschiedliche Aspekte. Unter bestimmten Voraussetzungen (wenige kurze Teilkabelabschnitte, vermiedene Kosten durch eine schnellere Inbetriebnahme der Leitung bei Netzengpass) sind die Gesamtkosten für eine Freileitung und ein Erdkabel vergleichbar (Einjährige Beschleunigung des Netzausbau für die Teilkabelvariante durch höhere Akzeptanz: IZES, BET, PowerEngS, 2011). Andere Studien beziehen neben den Investitionskosten die Betriebskosten und teilweise auch Stromverluste ein und kommen auf der Basis unterschiedlicher Rahmenbedingungen (Länge der Strecke, Übertragungsleistung etc.) auf Mehrkosten zwischen Faktor 2 und 9 für Gleichstrom und zwischen Faktor 3 und 5 für Drehstrom (Rathke, Hofmann, 2011, ETG, 2011). Ab etwa 130 bis 280 km Trassenlänge kann die Übertragung mit Gleichstrom günstiger werden als mit Drehstrom. Hier besteht weiterer Untersuchungsbedarf.

17 Einen Überblick über internationale 380-kV-Teilkabelprojekte bietet die folgende Veröffentlichung: ENTSO-E / Europacable (2011): Joint paper on the feasibility and technical aspects of partial undergrounding of extra high voltage power transmission lines;

Was wir noch nicht wissen:

- Wie verhalten sich Erdkabel (unter bestimmten Bedingungen) bei zunehmendem Einsatz im vermaschten Drehstromnetz?
- Werden neue Höchstspannungsleitungen nicht nur regional, sondern auch bundesweit eher toleriert, wenn mehr Teilkabel-Projekte realisiert werden?
- Welche Auswirkungen haben Teilkabel-Projekte auf Investitionen und Betriebskosten, insbesondere auch durch die Übergänge zwischen Freileitungs- und Erdkabelabschnitten?
- Welche Auswirkungen haben 380-kV-Erdkabelabschnitte auf die Bodenökologie und landwirtschaftliche Nutzungsmöglichkeiten?¹⁸

Die schritt- und teilweise Einführung der Erdkabeltechnologie auch auf der Höchstspannungsebene mit dem Ziel, die Akzeptanz des Um- und Ausbaus der Strominfrastruktur in Deutschland zu verbessern, ist im Forum Netzintegration nicht grundsätzlich umstritten. Auch ist allen Beteiligten bewusst, dass die Einführung nicht wie unter Laborbedingungen stattfinden kann, sondern als Bestandteil des realen Um- und Ausbaus und zudem unter einem enormen Zeitdruck. Auch die ersten bereits begonnenen Pilotprojekte dienen sowohl der Sammlung von Erfahrungen mit den neuen Erdkabel-Technologien als auch der Akzeptanzsteigerung konkreter Projekte im realen Übertragungsnetz.

Ziel muss es deshalb sein, mit den in den nächsten Jahren durchzuführenden Teil-Erdkabelprojekten einerseits das gesamte Spektrum der neuen Technologien Real-Life-Tests zu unterziehen und damit gleichzeitig für den Netzum- und -ausbau zentrale Akzeptanzkonflikte zu entschärfen. Wo diese beiden Ansprüche nicht zur Deckung gebracht werden können, gilt es dennoch, vielversprechende Technologien an geeigneten Teststrecken zu erproben.

Das Forum Netzintegration begrüßt deshalb grundsätzlich die im Rahmen des EnLAG ermöglichten Kabel-Pilotprojekte auf Teilstrecken neuer 380-kV-Drehstromtrassen ebenso wie die im Bundesbedarfsplan-Gesetz (BBPLG) möglich gemachten Pilotstrecken als Teil neuer HGÜ-Trassen. Diese Pilotvorhaben können jedoch nur ein Anfang sein.

(Fortsetzung Fußnote 17) Informationen zum Drehstrom-Kabelabschnitt in den Niederlanden: <http://www.tennet.eu/nl/news/article/tennet-opens-new-renewable-energy-highway.html>

18 Erste Forschungsergebnisse liegen vor, vgl. Diskussions- und Forschungsstand der Unterarbeitsgruppe Erdkabel der BMWi-Plattform „Zukunftsfähige Energienetze“.

2018: Stromnetzdialog zur Technologie im Übertragungsnetz

In der nächsten Dekade werden wir mit diesen Teilkabel-Pilotstrecken in Deutschland Erfahrungen sammeln und Antworten auf technische, ökonomische, naturschutzfachliche und gesellschaftliche Fragen im Zusammenhang mit Kabeltechnologien im Übertragungsnetz sowohl mit der Drehstrom- als auch mit der Gleichstromtechnik finden. Darauf aufbauend schlagen wir vor, in fünf Jahren einen großen Technologie-Dialog unter breiter Beteiligung gesellschaftlicher Akteure und Stakeholder (Fachexperten, Politik, Bürger, Verbände) zu veranstalten. Zentrales Diskussionsthema eines solchen „Stromnetzdialogs“ sollte aus heutiger Sicht sein: Welche Technologien (Freileitung/Erdkabel, AC, DC) sind wo für ein stabiles Übertragungsnetz am besten geeignet, welche Technologie-Innovationen wollen und können wir uns als Gesellschaft z.B. hinsichtlich der Teilverkabelung im Übertragungsnetz leisten und wie werden die Kosten verteilt?

Politikempfehlungen

- **EnLAG-Teilkabel-Piloten:** Zügige Umsetzung der Erdkabel-Pilot-Projekte nach EnLAG
- **Begleitforschung** zur Errichtung aller Erdkabel-Pilotstrecken sowohl zu technischen und ökologischen Fragen (Bodenerwärmung etc.) wie auch zur Akzeptanz der Erdkabel-Technologie bei 380-kV-Höchstspannungstrassen
- **Transparente Kommunikation zu Teilkabel-Piloten (AC):** Transparente und breite Information der Öffentlichkeit über praktische Erfahrungen mit den Höchstspannungs-Kabel-Pilotstrecken und über die zugehörigen Forschungsergebnisse
- **AC-Teilkabel:** Ausweitung der Möglichkeit zur Teilverkabelung im Drehstromnetz aufbauend auf den Erfahrungen mit den EnLAG-Pilot-Projekten und internationalen Erfahrungen
- **Stromnetzdialog 2018:** Zukunftswerkstatt zu Technologien im Übertragungsnetz Freileitung/Erdkabel im breiten Gesellschaftsdialog auf Basis der Erfahrungen mit den 380-kV-Teilkabel-Pilotprojekten

3.1.5 Bündelung

Grundsätzlich lassen sich insbesondere zwei Arten der Bündelung bei der Planung von Stromleitungen unterscheiden: Einerseits die Bündelung einer Stromleitung mit anderen linearen Infrastrukturen, z.B. Bahnlinien oder Autobahnen, andererseits die Bündelung zweier Stromleitungen. In diesem Kapitel betrachten wir schwerpunktmäßig den Fall der Bündelung einer neuen 380-kV-Leitung mit einer bestehenden 110-kV-Leitung.

Sowohl bei der Planung neuer Trassenkorridore für Höchstspannungsleitungen als auch bei der Verstärkung der Stromnetze durch Neubau in bestehenden Trassen berücksichtigen Netzbetreiber und Planungsbüros sowie Behörden den Grundsatz der Bündelung. Er hilft dabei, die Zerschneidung und Belastung bisher nicht belasteter Landschaften zu vermeiden, ist naturschutzrechtlich geboten und leitet sich aus dem Gebot der Eingriffsminimierung nach § 2 Satz 12 BNatSchG und § 2 Abs. 2 ROG ab. Auf der anderen Seite kann der Grundsatz der Bewahrung unzerschnittener Landschaften dazu führen, dass Menschen in stark vorbelasteten Regionen durch Infrastrukturbündelung zusätzlich und schließlich unverhältnismäßig belastet werden. Inwieweit Infrastrukturmaßnahmen subjektiv als Belastung wahrgenommen werden, ist sehr verschieden. In Bürgerversammlungen und Diskussionen um den Stromnetzausbau wird allerdings zunehmend die Frage nach der „Grenze der Belastbarkeit“ gestellt. Im Hinblick auf den anstehenden Umbau der Hoch- und Höchstspannungsnetze ist daher zukünftig bei der Planung darauf zu achten, dass die Anwendung des Bündelungsgrundsatzes nicht zu übermäßigen zusätzlichen Beeinträchtigungen in Siedlungsbereichen führt. Auch sollte die Bundesnetzagentur die Voraussetzungen und das Ermessen zur Durchführung eines vereinfachten Verfahrens bei der Bundesfachplanung nach § 11 Abs. 1 NABEG eng auslegen, damit die Beteiligungs- bzw. Verfahrensrechte nicht zu sehr eingeschränkt werden.

Grenze der Belastung von Regionen ermitteln

Die Parallelführung von Stromleitungen mit anderen Infrastruktureinrichtungen kann eine geeignete Option sein, die Belastungen insgesamt zu reduzieren. Die Möglichkeit der Bündelung mit Leitungen des Bahnstromnetzes oder entlang von Autobahnen sollte stets geprüft werden. Die Ergebnisse vorliegender Untersuchungen zu verschiedenen Bündelungsoptionen von Infrastrukturtrassen sind bei der Planung zu beachten.¹⁹ Parallel sollten Kriterien zur Vermeidung der Überlastung einzelner Regionen durch Infrastrukturbün-

¹⁹ Vgl. BNetzA 2012: Leibniz Universität Hannover, TU Dresden, TU Clausthal: Machbarkeitsstudie zur Verknüpfung von Bahn- und Energieleitungsinfrastrukturen. Im Auftrag der Bundesnetzagentur

delung im gesellschaftlichen Dialog entwickelt und bei der Planung beachtet werden.

Die Auswirkungen zusätzlicher Leitungen auf das Landschaftsbild sollten schon im frühen Planungsstadium visualisiert und in die Bewertung einbezogen werden. Dabei sind die Gestaltungsmöglichkeiten und -pflichten der Kommunen in besonderem Maße und schon im Frühstadium der Planung mit einzubeziehen.

Neben der Bündelung von Stromleitungen mit anderen linearen Infrastrukturen kann auch die gemeinsame Führung zweier Stromleitungen eine Bündelungsoption sein, wenn eine neue Höchst- zu einer bestehenden Hochspannungsleitung auf dieselbe Trasse gelegt wird. Bei einer solchen Bündelung stellt sich die Frage, ob durch gemeinsame Führung auf einem Mastgestänge oder auf eigenen parallelen Masten zu bündeln ist. Die gemeinsame Führung auf einem Mastgestänge beeinträchtigt die Landschaft unter Umständen weniger als das Nebeneinander-Führen von Leitungen. Angesichts höherer Masten, die hierfür meist notwendig werden, ist dies aber nicht automatisch der Fall. Kombimasten der Spannungsebenen 380 kV und 110 kV sind Stand der Technik und werden deutschlandweit bereits seit Jahrzehnten eingesetzt. Meist erfolgt die Trassenbündelung heute allerdings durch die parallele Führung mehrerer Leitungen mit unterschiedlichen Spannungen auf gesonderten Gestängen.

Kombimasten zur gemeinsamen Führung von 110-kV- und 380-kV-Leitungen auf einem Gestänge können allerdings in bestimmten Fällen nicht oder nur eingeschränkt eingesetzt werden. So

- auf Teilstrecken kurz vor Umspannwerken,
- bei Überspannung von Wäldern mit schützenswerten Baumbeständen,
- wegen der höheren Masten aus Vogelschutzgründen oder
- zum Schutz des Landschaftsbilds.

Da die Leitungen verschiedener Spannungsebenen als direkte Folge der Entflechtung (Unbundling) in der Energiewirtschaft meist im Besitz verschiedener Netzbetreiber sind, ist eine enge Kooperation zwischen den Netzbetreibern verschiedener Spannungsebenen und eine koordinierte Planung erforderlich. Zudem sollten die Genehmigungsbehörden die Möglichkeiten der gebündelten Leitungsführung auf einem Mast im Abwägungsprozess intensiv prüfen und sie gegebenenfalls entsprechend verfügen.

Darüberhinaus sollte bei der Planung neuer Trassen auch geprüft werden, ob vorhandene Gestänge und Leitungen, die in enger räumlicher Nähe zu der

neu zu planenden Trasse stehen, dadurch eingespart werden und zurückgebaut werden können. Dies ist bei vielen Netzbetreibern bereits gängige Praxis und wird auch vom Arbeitskreis „Raumverträglicher Netzausbau“ der Akademie für Raumforschung und Landesplanung (ARL) vorgeschlagen, der zutreffend argumentiert, dass ähnlich wie beim Repowering von Windenergieanlagen der Bau neuer Anlagen mit dem Rückbau technisch ersetzbarer Anlagen kombiniert werden könne, was die Akzeptanz in der Bevölkerung für neue Trassenfestlegungen erhöhe.²⁰

Generell gilt: Die Anerkennung von Mehrkosten für die vor Ort am besten geeignete Bündelungsvariante ist sicherzustellen. Bei Bündelungsmaßnahmen im Siedlungsbereich sollten bauliche Maßnahmen ergriffen werden, die sicherstellen, dass in den angrenzenden Wohngebäuden die elektromagnetische Exposition der Bewohner so gering wie möglich gehalten wird. Zudem sind bei der Bündelung und Mitführung von Leitungen auf einem Gestänge die Auswirkungen auf die Vogelwelt zu beachten.

Politikempfehlungen

- **Anwohnerinteressen:** Berücksichtigung der Interessen von Kommunen, Anwohnern und Naturschützern bei der Bündelung von Infrastrukturtrassen
- **„Grenze der Belastung“:** Entwicklung von Kriterien zur Eignung von Parallelführungen und zur Vermeidung der Überlastung einzelner Regionen durch Infrastrukturbündelung bei der Planung
- **Vereinfachtes Verfahren nach § 11 NABEG:** Enge Auslegung der Kriterien des vereinfachten Verfahrens bei Nutzung einer vorhandenen Trasse, um die Beteiligungs- und Verfahrensrechte nicht zu sehr einzuschränken
- **Bahn/Autobahn:** Prüfung von gemeinsamer Trassenführung neuer Leitungen mit anderen Infrastrukturen wie dem Bahnstromnetz und Autobahnen
- **Mitführung von Leitungen auf einem Gestänge:** Erweiterung der Möglichkeit zur gemeinsamen Führung von Leitungen, auch verschiedener Spannungsebenen, auf einem Gestänge

²⁰ Akademie für Raumforschung und Landesplanung (Hrsg.) (2013): ARL-Empfehlungen zum Netzausbau für die Energiewende. Hannover. Positionspapier aus der ARL 93

Politikempfehlungen

- **Rückbau:** Prüfung bei neuen Trassenfestlegungen, ob der Rückbau räumlich nahe liegender, nicht mehr benötigter Leitungen möglich ist
- **Kostenanerkennung:** Gestaltung des regulatorischen Rahmens für die Kostenanerkennung derart, dass die gemeinsame Führung von Leitungen verschiedener Spannungsebenen sowie ggf. der Rückbau vorhandener Leitungen für die Netzbetreiber wirtschaftlich ist
- **EM-Felder:** Möglichst Vermeidung von zusätzlichen Immissionen durch elektromagnetische Felder bei summarischer Betrachtung der gebündelten Leitungen in Siedlungsnähe und Ausschöpfen aller planerischen und technischen Möglichkeiten zur Reduzierung der Immissionen

3.2 Höchstspannung Gleichstrom (DC) / Innovative Übertragungstechnologien

Im zunehmend regenerativen Energiesystem mit einem steigenden Anteil von Wind- und Sonnenstrom wird ein leistungsfähiger, länderübergreifender Stromverbund immer wichtiger, um Erzeugungs- und Verbrauchsschwankungen großräumig auszugleichen und den Transport aus Starkwinderzeugungsregionen in Ballungsräume zu ermöglichen. Industriestandortverlagerungen können hierzu mittel- und langfristig eine gegenläufige Tendenz auslösen. Dennoch werden in Europa aller Voraussicht nach neue leistungsfähige Nord-Süd-Verbindungen nötig. Solch ein leistungsfähiges europäisches Netz wird auch unter dem Namen „Super Grid“ oder „Overlay-Netz“ diskutiert. Die Energie-Fachwelt hält für diese neuen Übertragungsaufgaben im großräumigen, europäischen Verbund die Gleichstromtechnologie (DC, deutsch HGÜ) aus vielerlei technischen Gründen (z. B. Vermeidung des Skin-Effektes²¹ und der Blindleistungskompensation der Leitung) für besser geeignet als die Drehstromtechnologie. Für die Übertragung großer Leistung über lange Strecken kann die Gleichstromtechnologie das vorhandene vermaschte Höchstspannungsdrehstromnetz (AC) in Europa sinnvoll ergänzen und bei gut abgestimmter Netzplanung von AC- und DC-Netz den insgesamt notwendigen Ausbaubedarf verringern.

Hinzu kommen weitere Vorteile der DC-Technologie: Im Vergleich zur AC-Technologie ist sie auf der Höchstspannungsebene besser geeignet für die

21 Skin-Effekt: Effekt der Stromverdrängung in von Wechselstrom durchflossenen elektrischen Leitern, durch den die Stromdichte im Inneren eines Leiters niedriger ist als an der Oberfläche

Erdkabelverlegung längerer Teilstrecken. Systemtechnische Einschränkungen für die Erdverkabelung wie bei AC-Höchstspannungssystemen aufgrund des hohen Blindleistwertes und der damit hohen Ladeleistung von Kabeln bestehen bei der DC-Technologie nicht (vgl. NEP Strom 2012, 15.8.2012, S. 93). Dadurch eröffnet sich für den Ausbau des Höchstspannungsnetzes eine neue Technologieoption, bei der die Verlegung von Erdkabel-Teilabschnitten in Zukunft nicht mehr auf kurze Teilabschnitte beschränkt bliebe. Hinzu kommt ein weiterer Aspekt, der in der gesellschaftlichen Diskussion um den Stromnetzausbau relevant ist: DC-Leitungen sind von einem magnetischen Gleichfeld umgeben, aber sie verursachen kein magnetisches Wechselfeld. Da die Sorge vor den Wirkungen elektromagnetischer Wechselfelder ein wesentlicher Grund für die Ablehnung neuer oder verstärkter Höchstspannungsleitungen vor Ort ist, ist der Einsatz der DC-Technologie, die keine derartigen Felder verursacht, sinnvoll. Gleichwohl ist die Wirkung magnetischer Gleichfelder begleitend zur Technologieeinführung zu untersuchen.

Wegen der Vorteile und Chancen innovativer Übertragungstechnologien wie der Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) hat das Forum Netzintegration Erneuerbare Energien schon 2010 in den Politikempfehlungen von Plan N darauf hingewiesen, dass die HGÜ und andere innovative Technologien zügig entwickelt und erprobt werden sollten. Insofern begrüßt das Forum ausdrücklich, dass das auf dem Netzentwicklungsplan Strom 2012 basierende, im Sommer 2013 in Kraft getretene Bundesbedarfsplangesetz in wesentlichen Teilen auf die Ergänzung des vermaschten Drehstromnetzes durch drei leistungsstarke HGÜ-Korridore setzt. Das Konzept ermöglicht bei Einsatz der VSC-HGÜ-Technologie eine verstärkte Nutzung der Erdkabeltechnologie auf der Höchstspannungsebene.

Allerdings sind die beiden im Bundesbedarfsplangesetz bislang vorgesehenen DC-Kabel-Pilotstrecken nach nicht nachvollziehbaren Kriterien ausgewählt und beschränkt. Die Möglichkeit zur Teilverkabelung nur eines HGÜ-Korridors sowie einer grenzüberschreitenden Verbindung nach Belgien²² halten wir vor dem Hintergrund der gesellschaftlichen Diskussion um neue Höchstspannungsleitungen nicht für ausreichend. Eine Erweiterung, z. B. analog zur Regelung für Hochtemperaturleiterseile nach § 2 Abs. 3 Satz 2 BBPlG, ist anzustreben. In einem ersten Schritt sollten transparente Kriterien zu Anzahl, Ausgestaltung und Anforderungen an weitere HGÜ-Erdkabelpilot-Abschnitte festgelegt werden (z.B. Länge der Abschnitte, Design des umgebenden AC-Systems, geographi-

²² Vgl. Vorhaben Nr. 4 und Nr. 30 nach Anlage zu § 1 Abs. 1 Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG)

sche Lage, bautechnische Umsetzbarkeit wie Querung von Bahnstrecken und Flüssen oder Akzeptanzgesichtspunkte). Die Kriterien sollten durch eine Verordnung mit Zustimmung des Bundesrates festgelegt werden.

Gleichzeitig ist anzuerkennen und sorgfältig im Blick zu behalten, dass die VSC-HGÜ-Technologie, die die Übertragungsnetzbetreiber im Netzentwicklungsplan Strom 2012 und 2013 für zentrale Nord-Süd-Verbindungen vorgeschlagen haben, eine sehr junge Technologie ist, für die manche Komponenten noch in der Entwicklung sind. Der Markt für die Komponentenherstellung und -lieferung ist daher naturgemäß noch beschränkt, was große Kostenrisiken bergen kann. Im Verlauf der weiteren Stromnetzplanung sind daher sowohl die technische Umsetzung der ersten Gleichstromstrecken als auch die Kostenentwicklung durch die Regulierungsbehörde genau im Blick zu behalten.

Technische Innovationen zur Mitnutzung des Bahnstromnetzes

Die Möglichkeit zur Nutzung des Bahnstromtrassenraumes sollte sowohl für die Bahnstromversorgung als auch für die allgemeine Stromversorgung im Rahmen der Bundesfachplanung mit geprüft werden. Unter den verschiedenen denkbaren Varianten der Bündelung von Leitungen des 16,7 Hz-Bahnstromnetzes mit Leitungen des allgemeinen Stromversorgungsnetzes wird insbesondere die Kombination mit neuen Gleichstromleitungen technisch vorteilhaft sein.²³ Innovationen, die für verschiedene Bündelungsoptionen notwendig sind, sollten auch für die technisch schwierigere und nur für kurze Streckenabschnitte geeignete Bündelungsvariante mit AC-Freileitungen weiter erforscht und getestet werden. Dadurch lassen sich die Möglichkeiten zur Entlastung in sensiblen Gebieten erweitern.

23 BNetzA 2012: Leibniz Universität Hannover, TU Dresden, TU Clausthal: Machbarkeitsstudie zur Verknüpfung von Bahn- und Energieleitungsinfrastrukturen. Im Auftrag der Bundesnetzagentur

Politikempfehlungen

- **DC-Teilkabel-Pilotstrecken:** Ermöglichung weiterer DC-Erdkabel-Pilotstrecken nach Bundesbedarfsplan-Gesetz (BBPLG)
- **Erdkabel-Kriterien:** Festlegung von transparenten Kriterien für DC-Erdkabelpilotabschnitte durch den Gesetzgeber nach technischen und Akzeptanz-Gesichtspunkten
- **DC-Korridore:** Monitoring der technischen Umsetzung und Kostenentwicklung bei Planung und Bau der Gleichstromkorridore
- **Bahntrassen:** Förderung von Innovationen zur gemeinsamen Nutzung des Bahnstromtrassenraums für Bahnstrom und die allgemeine Stromversorgung
- **Forschung zur Wirkung elektrischer und magnetischer Felder** um Höchstspannungs-Gleichstrom-Leitungen

3.3 Hochspannung 110 kV

3.3.1 Freileitung / Erdkabel 110 kV

Hochspannungsleitungen wurden bislang in Deutschland überwiegend als Freileitung errichtet, aber auch die Erdkabeltechnologie ist auf dieser Spannungsebene Stand der Technik. Vor allem in dicht besiedelten Regionen und Städten werden 110-kV-Leitungen unterirdisch verlegt. Der Erdkabelanteil im deutschen 110-kV-Netz lag 2012 bei rund 9,3 Prozent.²⁴

Unter technischen und ökonomischen Gesichtspunkten ist die Erdkabelverlegung auf der Hochspannungsebene (110 kV) einfacher als auf der Höchstspannungsebene (220/380 kV). Gleichzeitig entlastet die Erdverlegung von Hochspannungsleitungen das Landschaftsbild und vermeidet Vogelkollisionen. Sie wird zudem häufig von Kommunalvertretern und Bürgerinitiativen gefordert. Daher begrüßt das Forum Netzintegration die mit § 43h EnWG im Sommer 2011 neu eingeführte Regelfall-Erdverkabelung für 110-kV-Leitungen auf neuen Trassen. Bei der Anwendung dieser neuen gesetzlichen Regelung hat sich allerdings gezeigt, dass die gewählte Formulierung einen großen Interpretationsspielraum zulässt. Der zweite Halbsatz in § 43h EnWG ermöglicht eine Freileitungsausführung im Ausnahmefall, wenn öffentliche Interessen nicht entgegenstehen. Dies führt stellenweise wegen erneuter Diskussionen mit aufwändigeren Genehmigungsverfahren eher zu Verzögerungen als zur erhofften Beschleunigung.

²⁴ Quelle: BDEW, vorläufige Zahlen Stand 03/2013

Insoweit erscheint eine Konkretisierung, z. B. als Musterleitlinie oder im Rahmen einer Durchführungsverordnung zu § 43h EnWG, sinnvoll. Darin wären die Fälle zu regeln, für die die Ausnahmeregelung im zweiten Halbsatz in Frage kommt. Des Weiteren ist dort zu regeln, dass bei der Berechnung des voraussichtlichen Mehrkostenfaktors für eine Erdkabelleitung die Kosten für eine gegebenenfalls notwendig werdende Erdungsumstellung²⁵ nicht oder höchstens anteilig auf ein einzelnes Leitungsprojekt angerechnet werden. Die Erdungsumstellung sollte stattdessen unabhängig vom konkreten Projekt im Rahmen der Regulierung anerkannt werden.

Ein der Freileitung nicht entgegenstehendes öffentliches Interesse und die zugrunde liegenden Tatsachen und Interessen sind unter Einbeziehung der regionalen Akteure und Interessengruppen im Rahmen der formellen und informellen Öffentlichkeitsbeteiligung und des Verfahrens zu ermitteln und zu prüfen. Die Kriterien für die Feststellung eines nicht entgegenstehenden öffentlichen Interesses durch die Genehmigungsbehörde sollten in den Musterleitlinien oder der Durchführungsverordnung konkretisiert werden.

Insbesondere für folgende regional akzeptierte und kosteneffizientere Fälle sollte die Möglichkeit einer Ausführung als Freileitung klar geregelt werden:

- Abweichung von vorhandener Trasse zugunsten von Gemeinden, öffentlicher Infrastruktur oder privater Grundstückseigentümer auf kurzen Streckenabschnitten sowie
- Gemeinsame Trassenführung von 110-kV- und 380-kV-Leitungen auf einem Gestänge.

Das Forum Netzintegration begrüßt, dass Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV mit Inkrafttreten der Verordnung zur Änderung von Verordnungen auf dem Gebiet des Energiewirtschaftsrechts auch für die 110-kV-Ebene als Regelfall zugelassen wurden. Damit wurde der Zeitverzug beseitigt, der einer im Vergleich zur Freileitung teureren Investition in Erdkabel auf der 110-kV-Ebene bisher möglicherweise entgegenstand. Insofern ist auch dadurch ein beschleunigender Effekt zu erwarten.

25 Der „NAP 110 kV: Gemeinsamer Netzausbauplan der 110-kV-Flächennetzbetreiber der Regelzone 50Hertz“ von acht ostdeutschen Verteilnetzbetreibern stellt dar, dass der nach § 43h EnWG zulässige Mehrkostenfaktor von 2,75 für Erdkabelleitungen „bei einem zunehmenden Anteil von Kabelstrecken in den 110-kV-Netzen nicht eingehalten werden [kann], da dann sehr hohe Folgekosten für die Umstellung der Netzbetriebsweise (z. B. Umstellung Erdschlusskompensation) zu erwarten sind“ (NAP 110 kV, S. 19 ff.).

Vor Beginn des formalen Genehmigungsverfahrens sollten informelle, öffentliche Gespräche zwischen Netzbetreiber, Behörden, Kommunalvertretern, Trägern öffentlicher Belange und lokalen Anwohner- und Naturschutzinitiativen zum Erfordernis der Leitung, zur Technologiewahl, zur Trassenführung und zu öffentlichen Interessen und Belangen geführt werden. Dabei ist klar darzustellen, dass die informellen Gespräche Entscheidungen des formalen Genehmigungsverfahrens nicht ersetzen oder vorwegnehmen können.

Das Land Brandenburg verfolgt gemeinsam mit der BTU Cottbus einen weiteren interessanten Ansatz: In Regionen mit hohem Aufkommen an Strom aus Erneuerbaren Energien wird untersucht, ob die technisch einfachste und kostengünstigste Erdkabellösung unter Umständen die separater Erdkabelnetze sein kann.²⁶ Auch im „Gemeinsamen Netzausbauplan der 110-kV-Flächennetzbetreiber der Regelzone 50Hertz“ (NAP 110 kV) wird diese Option beschrieben. Die noch offenen rechtlichen und planerischen Konsequenzen dieses Ansatzes sollten weiter geprüft werden.

Politikempfehlungen

- **Erdkabel 110-kV-Neubau:** 110-kV-Leitungen in neuer Trasse sind grundsätzlich als Erdkabel zu verlegen.
§ 43h EnWG muss in allen Bundesländern konsequent nach dem Regel-Ausnahme-Verfahren umgesetzt werden. Ausnahme: Bündelung 110/380 kV auf einem Gestänge
- **Leitungsverschwenkung:** Konkretisierung der Möglichkeit von kürzeren Leitungsverschwenkungen als Freileitung zugunsten von Gemeinden, öffentlicher Infrastruktur oder privater Grundstückseigentümer durch eine Musterleitlinie oder eine Durchführungsverordnung zu § 43h EnWG; Regelung zur Ermittlung der Zustimmung einer Region
- **Informelles Verfahren:** Einbindung kommunaler Vertreter, Bürger und Naturschützer in die Entscheidung über Ausnahmen vom Verkabelungsgrundsatz in informellen Gesprächen ergänzend zum formalen Genehmigungsverfahren

26 BTU Cottbus (2013): Studie zu separaten Netzen, im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft und Europaangelegenheiten des Landes Brandenburg

3.3.2 Vogelschutz

Hochspannungsleitungen in neuer Trasse sind nach EnWG als Erdkabel zu realisieren. Sollte dies in Ausnahmefällen nicht möglich sein oder wird in bestehender Trasse eine Freileitung gebaut, gelten hier die gleichen Empfehlungen wie zum Vogelschutz an Höchstspannungsfreileitungen (vgl. Kapitel 3.1.3).

Der Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen stellt nach derzeitigen Erkenntnissen vermutlich keine zusätzliche Gefahr für Vögel dar, da sie sich in der Regel nicht auf die Leiterseile setzen. Da hier aber bisher nur wenige Erfahrungen vorliegen, sollte ihr Einsatz durch ein Monitoring begleitet werden.

Politikempfehlungen

- **Erdkabel:** Verlegung von Leitungen in neuer Trasse im Regelfall als Erdkabel
- **Sichtbarkeit:** Bei neuen Freileitungen Durchführung geeigneter Maßnahmen zur besseren Erkennbarkeit der Leitungen (Markierungen, Einebenenbauweise o.ä.) analog zu den Empfehlungen für die Höchstspannungsebene, vgl. Kapitel 3.1.3)
- **HTLS:** Untersuchung der Wirkungen von Hochtemperaturleiterseilen auf Vögel

Kapitel 4

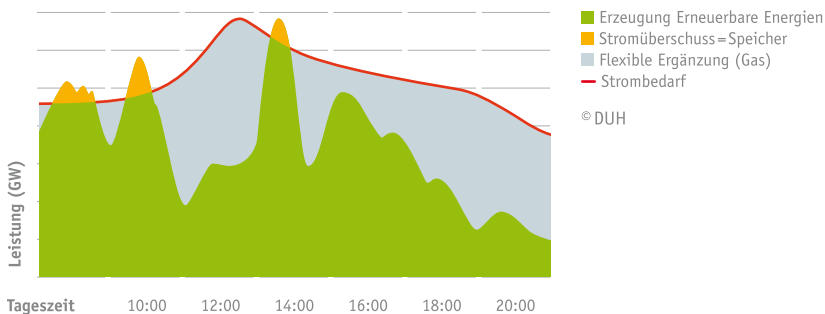
Herausforderungen im Verteilnetz

4. Herausforderungen im Verteilnetz

Die Energiewende findet vor Ort und in der Region statt. Erneuerbare-Energien-Anlagen werden bis auf große Offshore-Windparks fast ausschließlich an das Verteilnetz angeschlossen. Daher stehen vor allem die regionalen Verteilnetzbetreiber vor großen Veränderungen und wachsenden Aufgaben: Sie müssen dazu beitragen, das Energiesystem im Gesamten zu optimieren. Dafür ist es notwendig, die Verteilnetze sukzessive intelligent umzubauen und an die Bedürfnisse der schwankenden Erneuerbaren Energien Wind und Sonne anzupassen.

Abbildung 3:

Flexibilitätsanforderungen durch fluktuierende Erneuerbare Energien



Das klimaschonende, regenerative Stromsystem basiert hauptsächlich auf Wind und Sonne. Die schwankende Erzeugung von Windkraft- und Photovoltaikanlagen muss durch großräumigen Ausgleich, hochflexible effiziente (Gas-)Kraftwerke und mittelfristig durch passende Speicher ergänzt werden; Grafik: DUH

Neben dem klassischen Ausbau des Verteilnetzes, also dem Bau neuer Leitungen, wurden und werden verschiedene andere Ansätze entwickelt, die den Netzausbaubedarf reduzieren können. Es geht hier um das regionale Ausgleichen von Erzeugung, Nachfrage und auch Speicherung, mit dem das vorhandene Netz optimal ausgenutzt werden kann. Dieses optimierte „Smart Grid“ kann – unter Umständen – auch Systemdienstleistungen für das Übertragungsnetz übernehmen, es operationell entlasten und auch dort eventuell den Netzausbaubedarf reduzieren. In welcher Größenordnung dies möglich ist, ist aber noch nicht zu beantworten.

Voraussetzung für einen optimalen Umbau der Stromnetze ist allerdings eine Neujustierung des Energiesystems insgesamt.

Das beinhaltet:

- Verknüpfung der Sektoren (Strom, Gas, Wärme) sowie Speicher und Intelligente Netze zur Dekarbonisierung des Energiesystems,
- die optimierte Verknüpfung der Verteilnetze mit dem Übertragungsnetz (sowohl bei Netzausbauplanungen als auch operativ, z.B. Datenaustausch zwischen Verteil- und Übertragungsnetzbetreibern),
- eine Reduktion der fossilen Must-Run-Kapazitäten und
- die Flexibilisierung des Gesamtsystems durch Aufbau bzw. Nutzung von Flexibilitätsoptionen wie z.B. intelligente Netze (Smart Grids), Speicher, stromorientierte KWK, dynamisches Einspeisemanagement, Lastverlagerung und die Ausgestaltung von Regelenenergiemärkten für dargebotsabhängige Erzeuger.

4.1 Verringerung des Netzausbaus im Verteilnetz

„Smart Grids“ können dazu beitragen, den Verteilnetzausbau auf das unbedingt benötigte Maß zu reduzieren. Hierfür müssen Optionen für eine bessere Netzauslastung bzw. Netzstabilität entwickelt werden. Zudem sind bestehende Marktrollen zu erweitern, die in sogenannten „Smart Markets“ zum Tragen kommen. Und nicht zuletzt ist zu klären, welche Investitionen in intelligente Technik durch den Verteilnetzbetreiber finanziert und auf die Stromkunden umgelegt werden und welche im nicht regulierten Markt durch Dritte zu finanzieren sind.

Dabei gilt generell: Die technische Umsetzung von Smart Grids muss immer an die lokale Situation vor Ort angepasst werden, es wird nicht „das eine Smart Grid“ geben, das standardmäßig implementiert wird.

Regulatorischer Rahmen

Für den weiteren kosteneffizienten Ausbau der regenerativen Erzeugung in der Region ist gerade in den Verteilnetzen eine gesamtwirtschaftlich vernünftige Balance zwischen Netzausbau, Umwandlung und Speicherung (mit damit verbundenem Effizienzverlust) sowie dem Einspeisemanagement von Erneuerbaren Energien zu finden, die den weiteren Zubau von Erneuerbare-Energien-Anlagen nicht ausbremst. Damit die verschiedenen Optionen aber überhaupt zur Anwendung kommen können, muss der regulatorische Rahmen verändert werden.

Um zu verstehen, wann und wo welche Maßnahme am besten eingesetzt werden kann, ist es hilfreich, das derzeit diskutierte „Netzampelsystem“ heranzuziehen. Das Ampelsystem beschreibt in vereinfachter Form mögliche Netzzustände und weist Verantwortlichkeiten für Maßnahmen zu.

Das Grundprinzip des Netzampelsystems lässt sich so zusammenfassen:



Rote Phase: Kritischer Netzzustand; der verantwortliche Netzbetreiber muss auch ohne gesonderte vertragliche Vereinbarungen eingreifen, um einen Netzausfall zu vermeiden (siehe Systemverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber § 13 Abs. 2 EnWG; im Verteilungsnetz: § 17 NAV, § 11 EEG, § 14 Abs. 1c EnWG)



Gelbe Phase: Es gibt lokale oder überregionale Netzenspässe, die durch die Netzbetreiber mit vertraglich gesicherten Flexibilitäten bewältigt werden (siehe Systemverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber § 13 Abs. 1 EnWG; im Verteilungsnetz: § 17 NAV, § 11 EEG, § 14 Abs. 1c, § 14a EnWG).



Grüne Phase: Erzeugung, Verbrauch und verfügbare Netzkapazität passen zusammen, der Netzzustand ist unkritisch. Der Markt findet uneingeschränkt statt.

Verteilnetzbetreiber fordern, dass die Zuständigkeiten in der gelben Phase neu geregelt werden, da gerade hier ein großes Potential und auch ein Markt für Maßnahmen zur Netzentlastung und Netzstabilisierung liegt, das derzeit nicht ausgeschöpft werden kann. Momentan ist der Bau neuer Leitungen gesetzlich vorgeschrieben, um Netzenspässe zu vermeiden. Wenn es gelingt, in der gelben Phase neue Flexibilitätsoptionen und eventuell damit verbundene neue Markttrollen zu implementieren, könnte der Bau neuer Leitungen reduziert oder verzögert werden. Allerdings ist der Netzausbau nach aktueller Forschungslage derzeit die kostengünstigste Möglichkeit, das Stromsystem an die schwankenden Erzeuger Wind und Sonne anzupassen.²⁷ An welcher Stelle der Verteilnetzbetreiber Flexibilitäten benötigt, hängt maßgeblich von seiner Netztopologie und bestehenden Engpässen ab. Störungen im Netz können sich nur auf einen Netzstrang oder aber auf ein Netzgebiet oder gar das gesamte deutsche Netz beziehen. Je nach Grad der Störung muss es differenzierte Regelungen für die gelbe Phase geben.

Auch die Interaktion zwischen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und Verteilungsnetzbetreiber (VNB) ist besser zu regeln. Derzeit besitzt der ÜNB z.B. zu wenig Kenntnis über einzelne an nachgelagerte Netze angebundene Erzeugungsanlagen, und der VNB verfügt nicht über ausreichende Informationen

²⁷ Dena (2012): Eine erfolgreiche Energiewende bedarf des Ausbaus der Stromverteilnetze in Deutschland - Dena Verteilnetzstudie; Enervis/BET (2013): Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland, im Auftrag des VKU

über die Situation im vorgelagerten Transportnetz und den Grund des dort vorliegenden Engpasses oder der Auslastungssituation in der Regelzone.²⁸

Bei der Vielzahl der dezentral angebundenen Erzeugungsanlagen wird der Verteilnetzbetreiber zunehmend Aufgaben für die Übertragungsnetzbetreiber im Kontext der Systemverantwortung übernehmen müssen (z. B. Aggregation von dezentralen Lastdaten an Umspannwerken, Prognose dezentraler Einspeiser für Netzregionen). Hierfür muss er entsprechende Technik installieren und die Daten aufbereiten, die der Übertragungsnetzbetreiber in seinen Prognosemodellen verwenden kann. Für die damit verbundenen Investitionen müssen einerseits das Zeitverzugsproblem unverzüglich gelöst und andererseits Mechanismen zur Kostenanerkennung und Refinanzierung regulatorisch festgelegt werden.

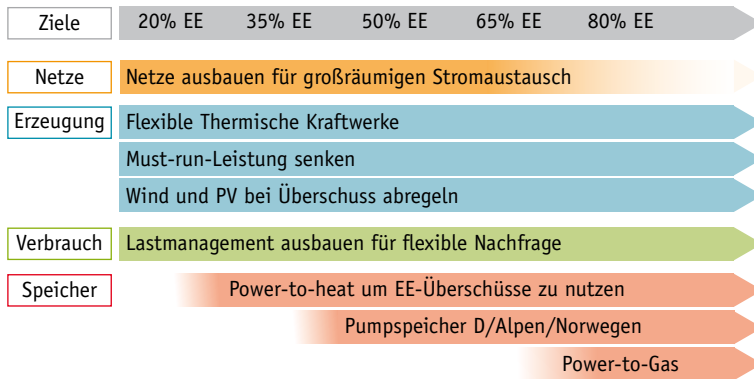
Flexibilitätsoptionen und innovative Betriebsmittel

Für die optimale Auslastung der Stromleitungen durch die Anpassung von Erzeugung und Verbrauch sind verschiedene Optionen denkbar. Aktuell diskutierte Ansätze im Verteilnetz, um Erzeugung und Last zeitlich zu steuern, sind Maßnahmen des dynamischen Einspeisemanagements und der Lastverlagerung. Der Einsatz innovativer Betriebsmittel ist eine weitere vielversprechende Möglichkeit, die Leitungen möglichst maximal auszunutzen. Darüber hinaus gibt es weitere Bausteine, um die Flexibilität im Stromnetz zu erhöhen, wie die Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch Erneuerbare Energien, der Einsatz von flexiblen thermischen Kraftwerken und die Nutzung von Speichern wie z. B. Power-to-Heat, Pumpspeicher, Power-to-Gas etc. (siehe Abb. 4). Auch im Rahmen der Netzoptimierung und Netzverstärkung gibt es ein großes Potential an Maßnahmen im Verteilnetz wie z. B. die Erhöhung des Kabelquerschnitts, die Erhöhung der Trafoleistung, das Leiterseil-Monitoring, der Einbau von Spannungsreglern und der Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen.²⁹

²⁸ Zwar sind die ÜNB nach § 12 Abs. 2 EnWG verpflichtet, anderen Netzbetreibern, mit denen die Übertragungsnetze technisch verbunden sind, die notwendigen Informationen für den sicheren und effizienten Betrieb, den koordinierten Ausbau und den Verbund bereitzustellen. Dies wird in der Praxis noch nicht überall zufriedenstellend umgesetzt. Positives Beispiel: Der ÜNB 50Hertz stellt für jede Stunde die Netzbelastung in der Regelzone über eine Web-Applikation bereit.

²⁹ Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt (2012): Monitoringbericht 2012, S. 53

Abbildung 4: Flexibilitätsbausteine



Grafik DUH nach BMU 2012³⁰

Zusammenspiel der unterschiedlichen Flexibilitätsoptionen

Bei der Optimierung des Verteilnetzes geht es darum, eine vernünftige Balance zwischen Netzausbau, Netzengpassbewirtschaftung und Abregelung von Erneuerbaren Energien bzw. Umwandlung und Speicherung (mit damit verbundenem Effizienzverlust) zu finden. Voraussetzung dafür ist, dass Flexibilitätsoptionen wie Speicher, Lastverlagerung, flexible Kraftwerke, stromorientierte KWK-Anlagen, die Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch Erneuerbare Energien, der Einsatz von innovativen Betriebsmitteln und das dynamische Einspeisemanagement in einem nahezu vollständig regenerativen Stromsystem gut zusammenspielen. Als eine Übergangslösung auf dem Weg dorthin benötigt man Flexibilitätsoptionen wie das Einspeisemanagement für die nächsten Jahre. Es ermöglicht den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien, auch wenn der Netzausbau noch stockt und andere Flexibilitätsoptionen noch nicht zur Verfügung stehen.

Generell gilt dabei immer der Grundsatz „Verwenden vor Abschalten“: Vor der Abregelung von Erzeugungsanlagen sollten auf der Grundlage von Lastflussprognosen vor dem Engpass Verbraucher zugeschaltet, der Strom gespeichert oder zum Beispiel in Wärme umgewandelt werden („Power-to-Heat“) oder die dynamische Blindstrom-Bereitstellung genutzt werden. Auch detailliertere Prognosen und Fahrpläne sowie Monitoring können dabei helfen, Abregelungen

³⁰ Siehe auch Bericht der AG 3 Interaktion der Plattform Erneuerbare Energien des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit an den Steuerungskreis der Plattform Erneuerbare Energien, die Bundeskanzlerin und die Ministerpräsidentinnen und Ministerpräsidenten der Länder vom 15.12.2012

zu vermeiden. Netzengpässe können hierdurch frühzeitiger erkannt werden. Wichtig ist zudem eine aktive, vorausschauende Netzplanung.

Systemdienstleistungen im Verteilnetz erbringen

Wenn Erneuerbare Energien weiter ausgebaut werden und der Anteil fossiler Kraftwerke abnimmt, müssen die Erneuerbaren Energien zukünftig auch Systemdienstleistungen bereitstellen, um die Systemstabilität zu gewährleisten. Bisher werden Systemdienstleistungen wie Frequenzhaltung, Spannungshaltung und Versorgungswiederaufbau („Schwarzstart“) überwiegend von fossilen Kraftwerken mit ihren rotierenden Massen erbracht. Ein erheblicher Teil der fossilen Kraftwerkskapazität ist als so genannte Must-Run-Units ständig am Netz. Technisch bedingt nehmen diese Kapazitäten jedoch erheblich mehr Netz in Anspruch als für den reinen Systemdienstleistungsbetrieb notwendig wäre. Unter anderem wegen technisch bedingter Mindestleistungen sowie Wärme- oder Prozessdampflieferungen beanspruchen einige Kraftwerke auch dann Netzkapazität, wenn gar keine Bereitstellung von Systemdienstleistungen notwendig ist. Könnten Systemdienstleistungen verstärkt von anderen Anlagen ohne oder mit einer niedrigeren Mindesteinspeisung erbracht werden, so wäre mehr Netzkapazität für die regenerative Stromeinspeisung vorhanden und der zusätzliche Netzaus- und -umbau könnte insgesamt, insbesondere im Übertragungsnetz, weniger aufwändig ausgestaltet werden.³¹

Viele Studien bzw. Akteure betonen daher die Notwendigkeit der Reduktion von fossilen Must-Run-Units und der Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch Erneuerbare Energien oder Speicher. Zum Beispiel stellt die „AG 3 Interaktion“ der BMU-Plattform Erneuerbare Energien fest, dass Systemdienstleistungen zukünftig auch „unabhängig von thermischen Kraftwerken“ bereitgestellt werden müssen. Grundsätzlich können alle Systemdienstleistungen perspektivisch von Erneuerbare-Energien-Anlagen, Pumpspeichieranlagen und virtuellen Kraftwerken bereitgestellt werden. Kosten, Forschungs- und Entwicklungsstand, regionale Einsatzmöglichkeiten und der gesetzliche Rahmen sind dabei sehr unterschiedlich. Darüber hinaus ist noch näher zu untersuchen, ob zukünftig sämtliche Systemdienstleistungen auch tatsächlich in vollem Umfang von anderen Akteuren als von fossilen Kraftwerken erbracht werden können, so dass die Systemstabilität gewährleistet werden kann. Dies wäre aber eine wichtige Voraussetzung für ein rein regeneratives Stromsystem.

31 Die Must-Run-Units sind überwiegend an das Übertragungsnetz angeschlossen, die Erneuerbaren-Energien-Anlagen an das Verteilnetz. D. h., die EE müssen zukünftig Systemdienstleistungen für das Übertragungsnetz erbringen und es operationell entlasten. So könnte dort dann auch unter Umständen der Netzausbaubedarf reduziert werden.

Zukünftig ist zu differenzieren, welche Systemdienstleistungen ohne Abstriche bei der Systemsicherheit mit vertretbarem Aufwand von den Erneuerbaren Energien selbst erbracht werden können, z.B. Blindleistung, und welche Systemdienstleistungen über sonstige Anbieter gegebenenfalls kostengünstiger erbracht werden könnten, z. B. Kraftwerke, Pumpspeichieranlagen, Industrieanlagen, Verbraucher oder Kondensatoren. Die notwendigen technischen Anforderungen und rechtlichen Rahmenbedingungen für die Erbringung von Systemdienstleistungen durch Erneuerbare Energien, Speicher etc. müssen in den nächsten Jahren entwickelt und umgesetzt werden.

Lastverlagerung

Im zukünftigen System sollten verstärkt Lastverlagerungspotentiale zur Netzentlastung genutzt werden.³² Erste Ergebnisse zum Potential der Lastverlagerung, d. h. dem zeitlichen Verschieben von Lasten, liegen bereits vor: Die E-Energy Modellprojekte haben gezeigt, dass in den 6 Modellregionen bis zu 10 Prozent der Last zeitlich verschoben werden könnte.³³ Dies setzt jedoch bei den Endkunden geeignete Messgeräte und eine Visualisierung des Verbrauchs voraus.

Außerdem ist das Zusammenspiel zwischen Lastverlagerung und Netzausbaubedarf zu klären. Eine zu starke Lastverlagerung löst gegebenenfalls zusätzlichen Netzausbaubedarf aus, wenn die Netzsituation vor Ort dabei nicht beachtet wird.

Noch nicht geklärt ist die Frage, wer die Lastverlagerung vornimmt: Dies könnten Netzbetreiber, Energiedienstleister oder ganz neue Marktakteure sein. Für die optimale Steuerung zwischen Netzausbau, Ab- und Zuschaltung von Lasten in der Nieder- und Mittelspannung und Einspeisemanagement bedarf es eines regulatorischen Rahmens, der die Maßnahmen ermöglicht und anreizt. Derzeit fehlen z. B. Regelungen für zuschaltbare Lasten sowie die Bündelung von Lasten in der Anreizregulierungsverordnung und in der Verordnung zu § 14a EnWG sowie Marktregeln für die gelbe Netzampelphase.

32 Bericht der AG 3 Interaktion der Plattform Erneuerbare Energien des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit an den Steuerungskreis der Plattform Erneuerbare Energien, die Bundeskanzlerin und die Ministerpräsidentinnen und Ministerpräsidenten der Länder vom 15.12.2012

33 Verschieben der Lastkurve durch Lastgangprognosen und die Ausschöpfung von Flexibilitäten bei Erzeugung, Speicherung und Verbrauch (Haushalte, KMU, Schwimmbad, Kühllhäuser etc.): Karg, L. (2013): Vier Jahre gemeinsam unterwegs: Ein Überblick über die Erkenntnisse des E-Energy-Programms, Vortrag beim E-Energy Abschlusskongress, 17.-18.01.2013, Berlin

In diesem Zusammenhang sollte die Ausgestaltung der Verordnung zu § 14a EnWG (abschaltbare Lasten in der Niederspannung), die derzeit vorbereitet wird, mindestens zweierlei berücksichtigen:

- Reduzierte Netzentgelte für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen sollten ebenfalls für zuschaltbare Lasten geschaffen werden.
- Da industrielle und gewerbliche Abnehmer häufig an das Mittelspannungsnetz angeschlossen sind, sollte §14a EnWG auch für die Mittelspannungsebene gelten.

In Zukunft sollte der Netzbetreiber aufgrund der Prognosen mit zeitlichem Vorlauf einen Netzengpass feststellen und Lastverlagerungspotentiale (ab- und zuschaltbare Lasten) am Markt diskriminierungsfrei nachfragen und damit die Kosten minimieren. Die verbleibenden Kosten sollen dem Netzbetreiber im Rahmen der Anreizregulierung erstattet werden.

Dynamisches Einspeisemanagement

Immer häufiger wird in einer Region mehr erneuerbarer Strom erzeugt, als dort verbraucht wird. Dieser wird dann über vorgelagerte Verteilnetze und zuletzt über die Übertragungsnetze in andere Regionen transportiert. Kommt das Netz an seine Grenzen, werden EEG-Anlagen abgeregelt. Der Verteilnetzbetreiber ist aber gleichzeitig verpflichtet, durch Netzausbau, den Bau von Umspannwerken oder ähnliches den Engpass zu beseitigen und Abregelungen zu vermeiden. Diese Regelung ist für den schnellen Ausbau der Erneuerbaren Energien wichtig. In der Praxis zeigen sich jedoch erhebliche Verzögerungen beim Netzausbau. Eine Vermeidung jeder Abregelung hieße, dass das Netz für die maximal mögliche Einspeisung ausgelegt werden muss, die dann auftritt, wenn alle angeschlossenen Anlagen gleichzeitig mit Volllast einspeisen. Dieser Fall tritt aber nur in wenigen Stunden im Jahr tatsächlich ein. Daher kann es sinnvoll sein, die Auslastung des betroffenen Netzes zunächst durch dynamisches Einspeisemanagement zu erhöhen und erst dann mit dem Netzausbau zu beginnen, wenn mehr als 1 bis max. 5 Prozent der Jahresarbeit einer Erneuerbaren-Energien-Anlage abgeregelt werden muss oder der Netzausbau gesamtwirtschaftlich günstiger wäre, als die volle Entschädigung der abgeregelter Energie.

Alternativ wäre das Einspeisemanagement nach § 11 EEG eine wirksame Maßnahme zur Netzentlastung (zusätzlich zum Engpassmanagement nach § 13 Abs. 2 EnWG). Diese Maßnahme wird auch bereits eingesetzt, aber nur in streng begrenzten Fällen. Denn grundsätzlich hat die Einspeisung Erneuerbarer Energien nach § 2 EEG Vorrang. Anpassungen dürfen hier nur sehr sorgsam

vorgenommen werden, um den weiteren Aufbau einer klimaschonenden Stromerzeugung nicht zu gefährden. Deshalb gilt generell der Grundsatz „Verwenden vor Abschalten“.

Berechnungen der EWE NETZ GmbH zeigen, dass in ihrem Netzgebiet eine dynamische, lastflussabhängige Abregelung von Erzeugungsanlagen basierend auf Betriebsmittelauslastung und Spannungshaltung bei einer Abregelung von maximal 5 Prozent der Jahresarbeit pro Anlage zu einer Verdoppelung der Anschlusskapazität führen kann.³⁴ Der maximale Wert von 5 Prozent wurde gewählt, um mit ausreichender Sicherheit operieren zu können. In der Realität wäre es das Ziel, weniger Energie abzuregeln und sie stattdessen einer sinnvollen Verwendung zuzuführen. Auf Grund der heterogenen Struktur der Verteilnetze ist keine pauschale Aussage über das Potential des Einspeisemanagements in anderen Verteilnetzen und die Auswirkungen auf das Übertragungsnetz möglich. Um die positiven Wirkungen aus dem Verteilnetz einschließlich angeschlossener regenerativer Anlagen auch im Übertragungsnetz nutzen zu können, gibt es derzeit laufende Forschungsarbeiten.³⁵ Das dynamische Einspeisemanagement von 1 bis 5 Prozent der Jahresarbeit pro Anlage sollte im EEG sowie im EnWG verankert werden. Dabei muss die Abregelung bei vollständiger Vergütung volkswirtschaftlich günstiger sein als der Netzausbau. Damit wäre der Netzbetreiber von der Pflicht zum Netzausbau innerhalb der vorgeschlagenen „1 bis 5 Prozent“-Grenze enthoben. Bei Überschreiten des Prozentsatzes muss unverzüglich mit dem Netzausbau begonnen werden. Idealerweise würde solch eine Situation durch eine aktive, vorausschauende Netzplanung aber weitestgehend vermieden werden. Die Verpflichtung zum Netzausbau sollte nur dann entfallen, wenn im betreffenden Netzgebiet das Potential an Erneuerbaren Energien nahezu komplett erschlossen ist und eine dauerhafte Vergütung von einem begrenzten Anteil abgeregelter Energie volkswirtschaftlich günstiger ist, als der Bau kaum ausgelasteter Stromleitungen. Dieser Ansatz ist bei den Netzplanungen spannungsebenenübergreifend zu berücksichtigen, so dass sich beispielsweise vorgelagerte Netzbetreiber rechtzeitig auf erhöhte Lastflüsse vorbereiten können.

Bei der Ausgestaltung des Einspeisemanagements ist darauf zu achten, dass die abgeregelte Energie als Netzdienstleistung definiert wird und die vollständige EEG-Vergütung erhält, um Diskriminierungen der Anlagenbetreiber, die ansonsten beim Abregeln einzelner Anlagen auftreten würden, zu vermeiden.

34 EWE Netz GmbH (2013): Netzstudie zur Steigerbarkeit der Netzanschlusskapazität ländlicher Verteilnetze durch intelligentes Erzeugungsmanagement

35 EWE untersucht derzeit die Übertragbarkeit des Ansatzes auf andere Netze.

Datenregister

Es gibt sehr viele Datenregister für verschiedene Arten von Anlagen und in unterschiedlichen Formaten. Um die Datentransparenz zu erhöhen, sollte ein Datenregisterkonzept erarbeitet werden, wie die bestehenden Register bestmöglich zusammengeführt und in einheitlichem Datenformat veröffentlicht werden können. Dabei sollen die Daten von allen Erzeugungsanlagen, und nicht nur von Erneuerbaren-Energien-Anlagen, wie durch eine Verordnungsermächtigung in § 64e EEG vorgesehen, veröffentlicht werden. Das Datenregisterkonzept soll zudem die Veröffentlichung von Daten zum Einspeisemanagement, d.h. die Menge der abgeregelten Energie aggregiert pro Regelzone, umfassen.

Innovative Betriebsmittel

Netzausbau kann nicht nur durch den Einsatz von Flexibilitätsoptionen (Einspeisemanagement, Lastverlagerung, Partizipation von Erneuerbaren Energien an den Regelleistungsmärkten, flexible Kraftwerke), sondern auch durch die Verwendung innovativer Betriebsmittel reduziert werden. Dabei kommt der Spannungshaltung eine besondere Bedeutung zu, da in den Nieder- und Mittelspannungsnetzen zumeist Spannungsbandverletzungen einen Netzausbau erforderlich machen. Innovative Betriebsmittel zur Spannungshaltung sind z. B. die Blindleistungsbereitstellung durch Wechselrichter oder der Einsatz von Blindleistungskompensationsanlagen.

Blindleistung ist notwendig, um die Spannung im Netz innerhalb vorgegebener Grenzwerte („Spannungsband“) zu halten. Sie muss ortsnahe bereitgestellt werden. Bei hoher Einspeisung dezentraler Erneuerbarer Energien (insbesondere PV) wird die Spannung in den Niederspannungsnetzen erhöht und kann die vorgegebenen Spannungsgrenzwerte übersteigen. Dafür gibt es verschiedene innovative Lösungsansätze. Wird der Netzzustand durch Sensorik überwacht, können Sollwertabweichungen in einem regelbaren Ortsnetztransformator (rONT) automatisch auf den Sollwert hoch- oder runtergeregelt werden. Durch regelbare Ortsnetztransformatoren können so deutlich höhere Spannungsschwankungen vom Niederspannungsnetz aufgenommen werden; die gesamte Aufnahmefähigkeit des Netzes wird damit erhöht. Zudem können moderne Wechselrichter mit Leistungselektronik parallel zur Einspeisung von Wirkleistung Blindleistung bereitstellen. Diese Wechselrichter werden in den meisten Erneuerbare-Energien-Anlagen und auch in Energiespeichern eingesetzt, sodass diese dann Blindleistung bereitstellen können.

Sowohl die Dena-Verteilnetzstudie, als auch das Gutachten für den VKU zum Energiemarktdesign weisen auf das große Potential der innovativen Betriebsmittel hin.³⁶

Politikempfehlungen

- **Verteilnetzausbau allgemein:** Optimale Dimensionierung des Netzes durch Anreize für Flexibilisierung auf der Last- und auf der Erzeugerseite und den Einsatz innovativer Betriebsmittel
- **Aufhebung des Zeitverzugs** der Erlöswirksamkeit im Bereich der Nieder- und Mittelspannungsnetze in der Anreizregulierungsverordnung
- **Netzampel:** Definition und Umsetzung eines ökologisch und volkswirtschaftlich sinnvoll ausgestalteten Netzampelsystems für die Bewirtschaftung von Netzenspässen
 - Ausweitung des Marktmechanismus zur Beschaffung von Lastverlagerungspotentialen (ab- und zuschaltbare Lasten)
 - Bewirtschaftung von Netzenspässen durch entsprechende Anreizmechanismen und bundesweit einheitliche Regelungen der BNetzA (z. B. Abgrenzung zwischen grüner und gelber Phase)
 - Erstattung der Kosten für Netzbetreiber im Rahmen der Anreizregulierung, wenn die annuitätischen Kosten geringer sind als für den Netzausbau (gelbe Ampelphase)
- **Lastverlagerung:** Ausweitung des Anwendungsbereichs von § 14a EnWG „abschaltbare Lasten in der Niederspannung“ auf die Mittelspannungsebene und auf zuschaltbare Lasten
- **Einspeisemanagement** nach dem Grundsatz „Nutzen vor Abregeln“
 - Verankerung des dynamischen Einspeisemanagements von „1 bis 5 Prozent“ der Jahresarbeit pro Erzeugungsanlage im EEG sowie im EnWG, wenn dies bei vollständiger Entschädigung volkswirtschaftlich günstiger ist
- **Datentransparenz:** Erarbeitung eines Datenregisterkonzepts für alle Erzeugungsanlagen (nicht nur für Erneuerbare-Energien-Anlagen) inklusive Einspeisemanagement-Daten (Veröffentlichung der Menge der abgeregelten Energie aggregiert pro Regelzone) in einheitlichem Datenformat

³⁶ Dena (2012); Eine erfolgreiche Energiewende bedarf des Ausbaus der Stromverteilnetze in Deutschland - Dena Verteilnetzstudie; Enervis/BET (2013): Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland, im Auftrag des VKU

4.2 Intelligente Messsysteme

Damit die am Strommarkt beteiligten Akteure zukünftig regenerative Stromerzeugung und Stromverbrauch optimal aufeinander abstimmen können, werden zunehmend mehr und detailliert aufgelöste Daten, wie z. B. aggregierbare Lastwerte und Prognosen, benötigt. Intelligente Zähler, sowohl bei den Kunden als auch bei den Erzeugern, können diese Daten liefern. In Deutschland besteht mittlerweile nach § 21c Abs. 1b+c EnWG die Pflicht zum Einbau intelligenter Messsysteme für Letztverbraucher mit einem Jahresverbrauch von über 6.000 kWh und Anlagenbetreiber nach EEG und KWKG >7kW. Für Haushalte, auf die diese Kriterien nicht zutreffen, besteht diese Pflicht nicht. Solange sie nicht mit Mehrkosten belastet werden, können Verbraucher den Einbau eines intelligenten Messsystems nicht ablehnen. Wegen der zu erwartenden Mehrkosten ist dies aber vermutlich ohne praktische Relevanz. Wichtig ist hier, dass bei den Mehrkosten auch Wartungs- und Erneuerungskosten berücksichtigt werden, da Kleinverbraucher kaum finanziell von den Messsystemen profitieren werden.

Eine flächendeckende Einführung von intelligenten Messsystemen für Verbraucher ist nach den Ergebnissen der „Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler“ im Auftrag des BMWi³⁷ zurzeit wirtschaftlich nicht sinnvoll.

Intelligente Messsysteme können nicht nur beim Kunden, sondern auch bei Erzeugungsanlagen eingesetzt werden. Die meisten regenerativen Anlagen verfügen schon heute über die Möglichkeit zur Fernsteuerbarkeit und zur Datenübermittlung³⁸ (verpflichtende Fernauslesung und Fernsteuerung bei PV-Anlagen > 30 kW sowie anderen Erneuerbare-Energien- und KWK-Anlagen > 100 kW, gesetzliches Wahlrecht bzgl. der vorgenannten Funktionen oder einer festen Begrenzung der Einspeiseleistung auf 70 Prozent der installierten Leistung bei PV-Anlagen < 30 kW, geregelt in § 6 EEG). Kleinere PV-Anlagen, die nicht fernsteuerbar sind, müssen ihre Leistung auf 70 Prozent der maximalen Leistung begrenzen, sodass sie keine Einspeisespitzen verursachen. Um im „Intelligenten Netz“ agieren zu können, muss unter Umständen die Kommunikationsschnittstelle zum Netzbetreiber ausgebaut oder geschaffen werden. Für

37 Ernst & Young (2013): Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler; im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi)

38 Burges, Karsten; Doering, Michael; Kuwahata, Rena; Papaefthymiou, Georgios (2013): Examining the Development of Non-Controllable Photovoltaic and Decentralized Generation Capacity in the Context of Balancing the German Power System. In: Uta Betancourt und Thomas Ackermann (Hg.): 3rd International Workshop on Integration of Solar Power into Power Systems. London, U.K., 21-22 October 2013

Entwicklungen wie z. B. die Umsetzung des in Kapitel 4.1 vorgeschlagenen dynamischen Einspeisemanagements oder eines Anlagenregisters, bzw. zukünftig eines Data Access Point Managers³⁹, könnten intelligente Messsysteme, die über die geltenden Anforderungen hinaus z. B. auch eine Fernsteuerbarkeit für Anlagen < 30 KW ermöglichen, allerdings sinnvoll sein.

Für die zukünftige Bestimmung des Umfangs eines weitergehenden Rollouts muss die Kostenübernahme und -verteilung klar geregelt werden.

Zudem ist es wichtig, die Standardisierung der Komponenten im Smart Grid voran zu treiben, um langfristig die Interoperabilität zu gewährleisten. Deutschland setzt bei Normen und Schnittstellen zurzeit eher auf nationale Regelungen. Um kosteneffizientere Lösungen zu unterstützen und sicherzustellen, dass Geräte bei möglichen neuen EU-rechtlichen Vorgaben weiterhin kompatibel sind, sollte die Standardisierung der Komponenten durch international einheitliche Normen und Regelungen erfolgen. Messsysteme müssen so aufgebaut sein, dass sie interoperabel und modular sind, sodass sich die Technik kombinieren und nach den jeweiligen Kundenbedürfnissen ausrichten lässt.

Bei der Ausgestaltung von Normen und Standards müssen zudem Datenschutz und Datensicherheit einen hohen Stellenwert bekommen, indem z. B. Daten, die zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit nötig sind, vor Hackerangriffen geschützt werden. Das Prinzip der Datensparsamkeit sollte dabei nicht nur aus wirtschaftlichen Gründen oberste Priorität erhalten.

Um Verbraucher und Anwender für den Einbau von intelligenten Messsystemen und damit für die Nutzung intelligenter Steuerungsmöglichkeiten beim Um- und Ausbau der Verteilnetze zu gewinnen, sind verbraucherfreundliche Regelungen zu Datenschutz und Datensicherheit bei der Nutzung von intelligenten Zählern zentral. Bei der Entwicklung einer Datenschutzverordnung – wie derzeit in Arbeit – ist daher sehr viel Wert auf eindeutige und allgemeingültige Regelungen zu legen, die verbraucherfreundlich ausgestaltet sind, ohne dabei zukünftige Entwicklungen zu hemmen. Der rechtliche Datenschutz muss sich dabei auf alle Smart-Grid-Anwendungen beziehen und nicht nur auf zertifizierte Messsysteme.

Letztendlich müssen die Kunden vom Nutzen der Systeme überzeugt sein, um daran auch aktiv teilzuhaben. Vorteile, die sich für den Netzbetrieb ergeben,

³⁹ Der Data Access Point Manager ist eine neu zu schaffende Marktrolle, die Daten eines intelligenten Netzes verwaltet und den unterschiedlichen Nutzern zur Verfügung stellt.

sollten sich für den Kunden auch monetär (z. B. in Form reduzierter Netznutzungsentgelte) widerspiegeln.

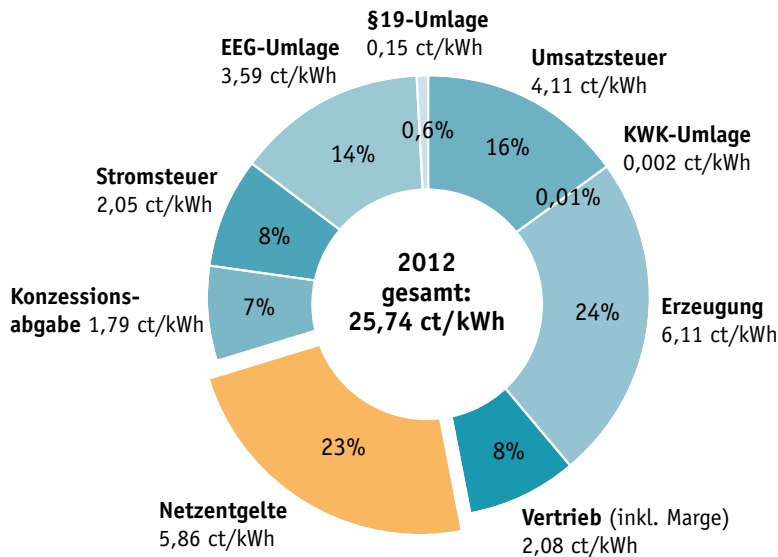
Politikempfehlungen

- **Intelligente Messsysteme:** Weiterer Rollout von intelligenten Zählern für Haushaltskunden und ggf. Erzeugungsanlagen nur bei nachgewiesenem volkswirtschaftlichem Nutzen und ohne finanzielle Nachteile für Haushaltskunden
- **Kostenanerkennung für Smart-Meter-Investitionen** im Rahmen der Regulierung, wenn der Einbau der Geräte verpflichtend ist
- **Standardisierung von Smart-Grid-Komponenten** voranbringen
- **Datenschutz:** Regelung der Datenschutzstandards wie geplant in einer separaten Verordnung und nicht integriert in der MessZV nach folgenden Grundsätzen:
 - **Hohe Datenschutzstandards** bei der Einführung intelligenter Steuerungsmöglichkeiten im Verteilnetz
 - Berücksichtigung des Datenschutzes schon bei Konzeption und Gestaltung technischer Messsysteme
 - **Smart-Meter-Daten:** Erhebung von „Smart-Meter Daten“ nur für im EnWG und EEG aufgeführte Zwecke; Übermittlung von Daten an Dritte möglichst nur anonymisiert, pseudonymisiert oder aggregiert bei angemessenen Löschfristen (keine Vorratsdatenspeicherung); Übermittlung der Daten an möglichst wenig Stellen, Nachvollziehbarkeit der Kommunikations- und Verarbeitungsschritte, Festschreibung durchsetzbarer Ansprüche der Betroffenen auf Löschung, Berichtigung und Widerspruch; klare Zugriffsregelung auf die Daten für Netzbetreiber zum Zwecke einer optimierten Netzbetriebsführung
 - Datenschutzfreundlichste Standard-Einstellung bei mehreren Optionen
 - **Schutz der Letztverbraucher** vor unberechtigten Zugriffen
 - Entwicklung internationaler Normen und einheitlicher Schnittstellen für einfache Handhabung und Herstellerunabhängigkeit (Festlegung in der DKE-Normungs-Roadmap)
 - Berücksichtigung der Handlungsempfehlungen des Bundesbeauftragten für Datenschutz
- **Datensicherheit:** Gewährleistung hoher Standards für Datensicherheit u. a. zum Schutz vor Hackerangriffen

4.3 Netzentgeltsystem

Die Anforderungen der fluktuierenden regenerativen Stromerzeugung führen nicht nur im Übertragungsnetz, sondern auch in den Verteilnetzen zu einem grundlegenden Ausbaubedarf.⁴⁰ Je nach den Charakteristika der Regionen und der Verteilnetzgebiete und in Abhängigkeit von Erzeugungs- und Speicheranlagen, Netzzustand, Einwohnerdichte und vielen anderen Faktoren variiert die Höhe der erforderlichen Investitionen. Wegen der sehr unterschiedlichen Anforderungen und Ausgangslagen sind daher die Netzentgelte, die zurzeit für Haushaltskunden im Mittel circa 20 bis 25 Prozent des Strompreises ausmachen, regional unterschiedlich hoch.

Abbildung 5: Strompreis-Zusammensetzung 3-Personen-Haushalt 2012



Verbrauch 3-Personen-Haushalt 3.500 kWh, Grafik: DUH, Quellen: BDEW, BNetzA, eigene Berechnungen DUH

⁴⁰ Vgl. Dena-Verteilnetzstudie, Deutsche Energie-Agentur (2012): Ausbau- und Innovationsbedarf in den Stromverteilnetzen in Deutschland bis 2030

Da immer mehr Verbraucher von den Netzentgelten befreit werden oder nur reduzierte Tarife bezahlen, nimmt die Zahl derer ab, die die Kosten für Netzbetrieb, -instandhaltung und -ausbau tragen. Bevorzugt werden z. B. energieintensive Industrien und der – immer weiter zunehmende – Eigenverbrauch. Im Ergebnis beteiligt sich ein zunehmender Teil der Verbraucher nicht mehr an den Netzkosten, obwohl sie von dem gut ausgebauten Netz profitieren. So können die Eigenverbraucher bei Nicht-Einspeisung ihrer Erzeugungsanlagen auf die im allgemeinen Netz verfügbare Leistung zurückgreifen. Für die übrigen Verbraucher steigen dadurch jedoch die anteilig zu tragenden Kosten für den Netzbetrieb. Dieses Problem betrifft insbesondere auch die Kommunen, da mit den Entnahmemengen auch die Basis für Einnahmen aus Konzessionsabgaben erodiert.⁴¹

Verteilnetzbetreiber in Netzgebieten mit sehr hoher regenerativer Stromerzeugung und dünner Besiedelung sehen sich in der Folge oft mit hohem Investitionsbedarf in ihr Netz und deren Kunden mit den daraus resultierenden hohen regionalen Netzentgelten konfrontiert. Sie fordern eine Neuregelung des Netzentgeltsystems. Andererseits machen Netzentgeltunterschiede nur einen Teil der regionalen und anbieterspezifischen Unterschiede beim Strompreis aus, und es gibt zahlreiche Gründe für unterschiedlich hohe Stromnetzentgelte einzelner Netzgebiete. Diese sind z. B. Besiedlungsdichte, Netzlast, Altersstruktur des Netzes sowie Kosten für die Integration der Erneuerbaren Energien.⁴² Im Rahmen der Diskussion über eine gerechtere Kostenverteilung sollte die bestehende Netzentgeltsystematik weiterentwickelt werden.

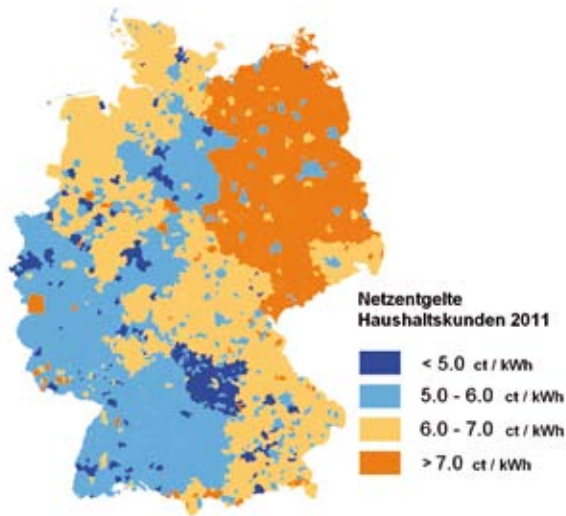
Die Kosten für den Betrieb und die Nutzung der Netze sind überwiegend Fixkosten. Der variable Anteil der Kosten ist gering. Mithin fallen Kosten überwiegend für die Vorhaltung der Netzinfrastruktur an. Das aktuelle Netzentgeltmodell hingegen fokussiert mit Entnahmemengen primär variable Preisbestandteile. Das hat zur Folge, dass z. B. der Eigenverbrauch und die Eigenerzeugung nicht hinreichend an den Netzkosten beteiligt werden. Mögliche Reformmodelle sind demzufolge u. a. eine stärkere Leistungspreisorientierung der Netzentgelte, die Belastung des Eigenverbrauchs mit Netzentgelten oder die Einführung zusätzlicher Anreize für ein netzentlastendes Verhalten.

41 Bode, S; Großkurth, H. (2013): Grid Parity von Photovoltaik-Anlagen: Ein vollständiger Vergleich unter Berücksichtigung aller Steuern und Umlagen auf den Strombezug von privaten Haushalten, Discussion Paper 10, arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik

42 Bourwieg, K., (2012): Vortrag beim Fachgespräch zur Weiterentwicklung des Netzentgeltsystems für das zunehmend regenerative Stromsystem, DUH Berlin, 03.07.2012

Außerdem muss bedacht werden, dass weitreichende Änderungen der Netzentgeltmodelle auch längere Vorlaufzeiten für Datenerhebung, Prozess- und IT-Anpassung erfordern. Energieanbieter und Kunden müssen hier frühzeitig informiert und eingebunden werden.

Abbildung 6: Netzentgeltniveau bundesweit



Quelle: Bundesnetzagentur ⁴³

Politikempfehlung

Netzentgelte: Weiterentwicklung der bestehenden Netzentgeltsystematik; Anpassungsbedarf besteht hinsichtlich zusätzlicher Anreize für ein netzentlastendes Verhalten und einer stärkeren Leistungspreisorientierung

⁴³ Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2011, S. 108: Geografische Verteilung der Netzentgelte in Deutschland für in der Niederspannung angeschlossene Haushaltskunden ohne Leistungsmessung

4.4 Forschung und Entwicklung

Um die Entwicklung intelligenter Lösungen im Verteilnetz voranzutreiben, bedarf es weiterer Forschungs- und Markteinführungsanreize. Über das 6. Energieforschungsprogramm von August 2011 fördert die Bundesregierung auch Innovationen im Verteilnetz. Allerdings werden die Gelder größtenteils aus dem „Energie- und Klimafonds“ gespeist, der wegen der stark gesunkenen Einnahmen aus dem CO₂-Zertifikatehandel derzeit nur schlecht ausgestattet ist. Es ist daher dringend notwendig, weitere Forschungsgelder zur Verfügung zu stellen. Schwerpunkte der Forschung sollten unter anderem spartenübergreifende Konzepte und die Vernetzung verschiedener intelligenter Lösungen sein. Daneben besteht zu Fragen des zukünftigen Marktdesigns großer Forschungsbedarf.

In der Vergangenheit sind im Rahmen des E-Energy-Forschungsprogramms bereits interessante Ideen für das Verteilnetz in Pilotprojekten getestet worden. Diese müssen nun zügig auf Übertragbarkeit und Massentauglichkeit geprüft und ggf. anschließend eingeführt werden. Dabei sollte die Bundesregierung die Markteinführung durch entsprechende Programme unterstützen. Dies gilt auch für andere sinnvolle Produkte und Konzepte, die für eine wirtschaftliche Anwendung Starthilfe benötigen. Parallel dazu müssen die für die Einführung notwendigen Änderungen am Marktmodell ebenfalls schnell angegangen werden.

Um den Netzausbaubedarf und die Optimierungspotentiale in den Verteilnetzen besser beziffern zu können, sind neben den schon bestehenden⁴⁴ weitere Studien in den Verteilnetzgebieten notwendig. Sie helfen auch, den Netzentwicklungsplan, den die Übertragungsnetzbetreiber erstellen, zu optimieren. Zum Beispiel untersucht die Verteilnetzstudie des Wirtschaftsministeriums basierend auf den Rahmendaten der Szenarien A und B des NEP 2013 sowie einem modifizierten Szenario C den Einsatz verschiedener intelligenter Netztechnologien und die Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf in den Verteilnetzen bis 2017, 2022 und 2032. Die so generierten Lastflüsse könnten in

44 BET / E-Bridge / IAEW (2011): Abschätzung des Ausbaubedarfs in deutschen Verteilungsnetzen aufgrund von Photovoltaik- und Windeinspeisungen bis 2020, im Auftrag des BDEW; BTU Cottbus (2011): Fortführung der Studie zur Netzintegration der Erneuerbaren Energien im Land Brandenburg, im Auftrag des Wirtschaftsministeriums Brandenburg; dena-Verteilnetz-Studie: Deutsche Energie-Agentur GmbH (2012): Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030; Enervis / BET (2013): Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland, im Auftrag des VKU; Consentec / Fraunhofer IWES (2013): Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland – Zusammenfassung der Zwischenergebnisse, im Auftrag von Agora Energiewende; BTU Cottbus (2013): Studie zu separaten Netzen, im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft und Europaangelegenheiten des Landes Brandenburg

zukünftigen Netzentwicklungsplänen berücksichtigt werden und den Zusammenhang zwischen Netzoptimierung im Verteilnetz und dem Netzausbaubedarf im Übertragungsnetz aufzeigen.⁴⁵ Außerdem zeigt der „NAP 110 kV“⁴⁶, der von 110-kV-Verteilnetzbetreibern in der 50Hertz-Regelzone erarbeitet wurde, dass durch die Zusammenarbeit mehrerer Netzbetreiber weitere Optimierungspotentiale gehoben werden können.

Politikempfehlungen

- **Spartenübergreifende Forschung:** Förderung der spartenübergreifenden Forschung (Strom, Gas, Wärme) sowie der Vernetzung intelligenter Lösungen (Speicher, Smart Grids, KWK, ...)
- **E-Energy-Projekte:** Zusammenführung der bisherigen Forschungsergebnisse aus den E-Energy- und weiteren Projekten (z. B. web2energy) und Förderung der Markteinführung für intelligente Lösungen
- **Netzausbedarf im Verteilnetz:** Ermittlung des Netzausbaubedarfs und der Optimierungspotentiale in allen Verteilnetzen
- **Forschung zum Marktdesign:** Forschungsförderung zur Entwicklung eines zukünftigen Marktdesigns sowie Prognose der Kosten für Flexibilitätsoptionen

45 E-Bridge/ IAEW / offis (2014): „Verteilernetzstudie“, Veröffentlichung geplant für 1. Quartal 2014, im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi)

46 Gemeinsamer Netzausbauplan der 110-kV-Verteilnetzbetreiber der Regelzone 50Hertz

Kapitel 5

Finanzielle Teilhabe und Nachteilsausgleich

5. Finanzielle Teilhabe und Nachteilsausgleich

5.1 Finanzielle Teilhabe in den Kommunen und Regionen

Der Aufbau einer regenerativen Energiezukunft wird dann zum Erfolg, wenn er eine breite Basis hat, also viele und vielfältige Akteure aktiver Teil der Transformation werden. Dabei kommt den Kommunen eine wichtige Rolle zu. Sie haben die Möglichkeit und die große Gestaltungsaufgabe, regionale Strategien und Konzepte zum Ausbau der Erneuerbaren Energien zu entwickeln, die eine regionale Wertschöpfung für die Region ermöglichen und lokale Interessen explizit berücksichtigen. Viele Kommunen nehmen diese Aufgabe schon sehr ernst und entwickeln umfassende Konzepte zur Erschließung regionaler Investitions- und Planungspotentiale. Auch viele Bürgerinnen und Bürger engagieren sich für die Energiewende und profitieren von den Vorteilen der Energieerzeugung in regenerativen Kraftwerken. Als Anlagenbetreiber, Anteilseigner oder Mitglieder von Energiegenossenschaften beteiligen sie sich als Akteure und Investoren an der Energiewende von unten. Ihre Motivation speist sich neben umwelt- und klimapolitischen Beweggründen auch oft aus dem Wunsch nach Unabhängigkeit vom Stromversorger und nach „Autarkie“. Dabei ist allerdings zu beachten, dass Strom zu jeder Sekunde des Jahres zur Verfügung stehen muss und ein bilanzieller Ausgleich von Angebot und Nachfrage über das Jahr nicht ausreicht. Das Stromnetz bekommt daher zunehmend eine wichtigere Rolle als „Backup“ der lokalen Erzeugung zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Zudem übernimmt es im zunehmend regenerativen Stromsystem wegen einer Vielzahl von verbrauchsfernen Erzeugungsstandorten umfassendere Transportaufgaben.

Finanzielle Bürgerbeteiligung an Leitungsprojekten

Aus Anwohnersicht wird eine Höchstspannungsleitung in der direkten Umgebung meist als Beeinträchtigung gesehen, die viele Nachteile, aber keine Vorteile bietet und an der zudem andere verdienen. Möglicherweise kann die finanzielle Beteiligung von Bürgern an Leitungsbauvorhaben in ihrer direkten Umgebung dazu beitragen, die kommunale und regionale Duldung oder Akzeptanz von Stromleitungen zu verbessern. Ein finanzielles Engagement für Anwohner am Stromnetz war bislang nur über nicht-projektbezogene Finanzprodukte von Netzbetreibern möglich. Die Übertragungsnetzbetreiber prüfen derzeit Beteiligungsmodelle auf freiwilliger Basis. So erprobt der Übertragungsnetzbetreiber TenneT seit Juni 2013 in einem ersten Modellprojekt ein Beteiligungsangebot für Anwohner der geplanten Westküstenleitung in

Schleswig-Holstein.⁴⁷ Alle Übertragungsnetzbetreiber wollen weitere finanzielle Beteiligungsprodukte entwickeln.⁴⁸

Das Forum Netzintegration bewertet Initiativen zu Investitionen in regionale Netzinfrastrukturprojekte als Geldanlage in Bauwerke der Daseinsvorsorge auf freiwilliger Basis grundsätzlich positiv. Dabei muss den Kunden gerade vor dem Hintergrund der Finanzkrise und trotz derzeitigem Niedrigzinsumfeld ein attraktives und gleichzeitig auch möglichst sicheres Angebot zur Partizipation geboten werden. Zudem müssen den Übertragungsnetzbetreibern dafür die vollständige steuerliche und regulatorische Anerkennung der Kosten dieser Instrumente zugesichert werden.

Bürgerinnen und Bürger sollten die jeweiligen Angebote allerdings im Hinblick auf Eigenkapitalsicherheit sowie Bonität und Erfahrung der Vertragspartner prüfen. Und sie sollten sich vor der Unterzeichnung von einem brachenerfahrenen Rechtsanwalt, Steuerberater oder Wirtschaftsprüfer oder den Verbraucherverbänden beraten lassen, auch im Hinblick auf die individuellen steuerlichen und rechtlichen Konsequenzen.

Kommunale Akteure formulieren allerdings die Sorge, dass regionales Investment Druck auf betroffene Trassenanrainer ausübt. Dem muss durch transparente Planung entgegengewirkt werden. In jedem Fall ist die Begleitforschung und Evaluierung der Modellprojekte sinnvoll: Es ist zu untersuchen, inwieweit sich solche Angebote in Strom-Transitregionen und Erneuerbare-Energien-Ausbauregionen unterschiedlich auf die regionale Akzeptanz auswirken.

47 <http://www.tennet.eu/de/burgerleitung/article/tennet-buergerleitung-in-schleswig-holstein-in-den-startloechern.html>

48 Vgl. Gemeinsames Eckpunktepapier des Bundeswirtschaftsministeriums, des Bundesumweltministeriums und der Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz, Amprion, TenneT TSO und TransnetBW zur finanziellen Beteiligung der Bürgerinnen und Bürger am Netzausbau auf der Übertragungsnetzebene, 5.7.2013, http://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Energiewende/eckpunktepapier_buergerdividende_bf.pdf

Politikempfehlungen

- **Regionale und lokale finanzielle Beteiligungsmodelle:** Entwicklung und Erprobung von freiwilligen finanziellen Beteiligungsmodellen an Netzausbauvorhaben für Anwohner
- **Evaluierung:** Sozialwissenschaftliche Begleitung und Auswertung von finanziellen Beteiligungsangeboten

5.2 Nachteilsausgleich für Kommunen

Kompensation von Städten und Gemeinden

Mit dem Gesetzespaket zur Energiewende hat der Gesetzgeber im Sommer 2011 mit der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) und der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) erstmals die Möglichkeit geschaffen, Ausgleichszahlungen an Gemeinden zu zahlen. Übertragungsnetzbetreiber können nach § 5 Abs. 4 StromNEV seither Zahlungen an Kommunen zum Nachteilsausgleich für neue Höchstspannungsfreileitungen in neuer Trasse einer Höhe von bis zu 40.000 € pro Kilometer über die Netzentgelte ansetzen. Der Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz nutzt diese Möglichkeit bereits. Die Höhe der den einzelnen vom Leitungsverlauf direkt betroffenen Gemeinden konkret angebotenen Zahlung staffelt sich dabei nach objektiven Kriterien, die mit der Bundesnetzagentur abgestimmt wurden. Ausschlaggebend sind die Anzahl und die Übertragungskapazitäten der installierten Stromkreise. Grundsätzlich begrüßt das Forum Netzintegration diese Regelung als neue Möglichkeit zum Ausgleich für entstehende Nachteile für die Gemeinden. Allerdings reicht die Freiwilligkeit der Regelung nicht aus. Die Kommune sollte ein Anrecht auf den Nachteilsausgleich haben. Dies würde auch mögliche strafrechtliche Risiken für Kommunen und Übertragungsnetzbetreiber ausschließen (Vorteilsnahme / Vorteilsgewährung nach §§ 331, 333 StGB bzw. Untreue nach § 266 StGB, da es keine Rechtspflicht zur Anwendung der Regelung gibt und die Zahlung ohne Gegenleistung der Gemeinde erfolgt). Die Ausgleichszahlungen sind rechtsverbindlich zu regeln und müssen für alle neuen Höchstspannungsfreileitungen gelten, also auch für EnLAG- und NABEG-Leitungen. Zudem sind die Kriterien für die Staffelnung der Höhe der Kompensation nicht überzeugend, denn die Nachteile für Städte und Gemeinden (z. B. Planungseinschränkung) sind nicht zwingend an den genannten Kriterien festzumachen. Die Staffelnung verursacht zusätzlichen administrativen Aufwand und ist daher zu streichen.

Politikempfehlung

- **Kompensation für Städte und Gemeinden:** Einführung der verpflichtenden Kompensation nach § 5 Abs. 4 StromNEV und Erweiterung des Geltungsbereichs auf alle neuen Höchstspannungsfreileitungen durch entsprechende Ergänzung im EnWG, NABEG und EnLAG

Kapitel 6

Perspektiven

6. Perspektiven

Beim Aufbau einer klimafreundlichen Energieversorgung und der dazu passenden Infrastruktur müssen wir sowohl auf gesellschaftspolitischer als auch auf energiepolitischer Ebene neue Wege gehen. Auf gesellschaftspolitischer Ebene ist die Einbindung der Zivilgesellschaft in den Umbau der Energiesysteme und die Vernetzung von Akteuren aus Politik, Wissenschaft und Zivilgesellschaft von grundlegender Bedeutung. Dies stellt der Wissenschaftliche Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen (WBGU) in seinem Gutachten zur Großen Transformation heraus:

„Die Transformation zur klimaverträglichen, nachhaltigen Gesellschaft ist nur gemeinsam im Dialog mit der Zivilgesellschaft erreichbar; die Zivilgesellschaft ist letztlich Trägerin dieses Prozesses.“⁴⁹

Bei der Umgestaltung des energiewirtschaftlichen und energiepolitischen Rahmens sind wiederum verschiedene Ebenen in den Blick zu nehmen: Sowohl auf lokaler wie auf nationaler und europäischer Ebene ist der Wandel zu gestalten. Die Energiewende wird lokal umgesetzt, sie benötigt einen neuen, nationalen Rahmen. Dieser muss sich wiederum in den europäischen Um- und Ausbau der Energieerzeugungs- und Energieinfrastrukturen einpassen. Auf allen diesen Ebenen gibt es schon gute Ansätze, von denen wir abschließend einige exemplarisch nennen wollen.

Europa: Best-Practice-Ansätze in Nachbarländern

Auf europäischer Ebene geht die Renewables Grid Initiative (RGI) als Verbund von Europäischen Übertragungsnetzbetreibern und Umweltverbänden seit 2009 neue Wege zur Weiterentwicklung der Strominfrastruktur für das europäische regenerative Energiesystem. In ihrem European Grid Report bietet RGI einen Überblick über nachahmenswerte Beispiele für die Stromnetzplanung in Belgien, Frankreich, Deutschland, Italien, den Niederlanden, Norwegen und Großbritannien.⁵⁰ Die Untersuchung der verschiedenen Länderbeispiele zeigt trotz regionaler Unterschiede auch viele Gemeinsamkeiten auf: Erfolgreiche Akteurs- und Bürgerbeteiligung bei der Planung sollte verschiedene Prinzipien beachten. Länderübergreifend besteht der Wunsch vieler Akteure nach Diskussion über den Bedarf von konkreten Leitungsprojekten (Diskussion über das „Ob“). Diese Diskussion ist in einem breiten, transparenten Prozess zu

49 Wissenschaftlicher Beirat Globale Umweltänderungen, Hauptgutachten 2011: Welt im Wandel. Gesellschaftsvertrag für eine Große Transformation, S. 379 ff.

50 Renewables Grid Initiative (2012): European Grid Report. Beyond Public Opposition

führen. Beispielsweise ist es oft hilfreich, wenn Politiker den Planungsprozess unterstützen, indem sie die Frage nach dem „Ob“ einer Leitung vor Ort beantworten, damit sich die Übertragungsnetzbetreiber auf die Erklärung der „Wie-Fragen“ konzentrieren können. Genauso wichtig sind ein transparenter Planungsprozess und die klare Kommunikation komplexer Fragen an Laien. Erfahrungen aus den Fallbeispielen anderer europäischer Netzbetreiber zeigen, wie die Einbindung der lokalen Stakeholder und Betroffenen unter den jeweiligen Bedingungen funktionieren kann.

Deutschland: Transparente Planung zentraler Stromtrassen

Mit der Neugestaltung des Rechts- und Planungsrahmens für zentrale Stromtrassen nach NABEG wurde ein deutlicher Fortschritt hinsichtlich Transparenz und frühzeitiger Bürgerbeteiligung und -information bei der Planung des Übertragungsnetzes erreicht. Die Netzplanung nach § 12a bis f EnWG und NABEG ist als ein lernender Prozess mit gebündelter Zuständigkeit der Bundesnetzagentur im dynamischen energiepolitischen und technischem Umfeld angelegt. Dadurch kann die Netzplanung sehr schnell auf Änderungen im energiewirtschaftlichen Rahmen reagieren und technologische Innovationen zeitnah mit einbeziehen. Sowohl bei der Bedarfsermittlung als auch bei der Planung konkreter länder- und grenzüberschreitender Trassenprojekte gehen die Vorgaben zur Öffentlichkeitsbeteiligung und -information über die Beteiligungsmöglichkeiten in anderen Infrastrukturbereichen hinaus. Die zuständige Bundesnetzagentur und die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber haben ihr Informationsangebot durch übersichtliche Websites mit anschaulichen Informationsangeboten erweitert: www.netzausbau.de (Bundesnetzagentur) und www.netzentwicklungsplan.de (Website der Übertragungsnetzbetreiber).

Es gilt nun, die weitergehenden Beteiligungsoptionen und die neuen Formen der transparenten Bürgerinformation auch auf bislang nicht erfasste Trassenplanungsvorhaben zu übertragen und weiterzuentwickeln.

Regional: Mehr Bürgerdialog wagen

Vielerorts erproben Netzbetreiber, Landesregierungen und Kreise neue Formen der frühzeitigen Bürgerinformation zu konkreten Trassenprojekten. Z. B. in Trassenwerkstätten im Vorfeld des Raumordnungsverfahrens zur geplanten 380-kV-EnLAG-Leitung Bünzwangen-Goldshöfe (TransnetBW) sowie im regionalen Bürgerdialog in Zusammenarbeit mit den Landesregierungen Schleswig-Holstein und Niedersachsen (TenneT TSO und Amprion). Oder mit Info-Märkten

in den jeweiligen Netzausbauregionen, manchmal in Kombination mit der Messung elektromagnetischer Felder (z. B. Amprion und 50Hertz).⁵¹

Für die weitere Planung der Stromnetze für die Energiewende ist viel Kooperation, Offenheit und Diskussionsbereitschaft gefordert. Immer wieder zeigt sich, wie hoch der Diskussionsbedarf und der Wunsch nach Mitgestaltung vor Ort ist. Mittlerweile gibt es viele gute Ansätze für die partizipative, konfliktarme Ausgestaltung des Stromnetz-Infrastrukturumbaus. Diese gilt es zu nutzen und weiterzuentwickeln.

51 Websites der vier Übertragungsnetzbetreiber zu Netzausbauprojekten: 50Hertz: http://www.50hertz.com/cps/rde/xchg/trm_de/hs.xml/netzausbau.htm?rdeLocaleAttr=de&rdeCOQ=SID-B3E71DB9-F9A6B97B, Amprion: <http://www.amprion.de/netzausbau>; TenneT TSO: <http://www.tennet.eu/de/netz-und-projekte.html>, TransnetBW: <http://www.transnetbw.de/ueber-das-netz/das-netz-von-a-z/aktuelle-projekte/>

Kapitel 7

Unterzeichner Plan N 2.0

50Hertz Transmission GmbH, Olivier Feix
Agentur für Erneuerbare Energien, Philipp Vohrer
Agentur Zukunft. Büro für Nachhaltigkeitsfragen, Dr. Gerhard Hofmann
BI Auf dem Berge gegen Riesenmasten pro Erdkabel, Karl-Heinz Jung
BI Delligsen in der Hilsmulde e. V., Heinz-Jürgen Siegel
BI Hochspannung tief legen, Dr. Rainer Schneewolf
BI – Keine 380.000 Volt Freileitung im Landkreis Hersfeld-Rotenburg,
Ralf Wassermann
BI Keine 380-kV-Freileitung im Schwalm-Eder-Kreis, Bernd Kördel
BI Keine 380-kV-Freileitung im Werra-Meißner-Kreis, Klaus Rohmund
BI Pro Erdkabel NRW, Gaby Bishop
BI Südkreis, Guido Franke
Bioenergieregion Bodensee, Volker Kromrey
Bodensee-Stiftung, Marion Hammerl
Bosch & Partner GmbH, Dr. Wolfgang Peters
Bundesverband Beruflicher Naturschutz e. V., Dr. Elke Bruns
Bundesverband Erneuerbare Energien (BEE), Dr. Hermann Falk
Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung e. V. (B.KWK), Berthold Müller-Urlaub
Bundesverband WindEnergie e. V. (BWE), Henning Dettmer
Bund Heimat und Umwelt in Deutschland (BHU), Dr. Inge Gotzmann
deENet Kompetenznetzwerk dezentrale Energietechnologien e. V.,
Dr.-Ing. Martin Hoppe-Kilpper
Deutscher Rat für Landespflege, Prof. Dr. Werner Konold
Deutsche Umwelthilfe e. V., Michael Spielmann, Dr. Peter Ahmels
Deutscher Verband für Landschaftspflege, Josef Göppel
Deutscher Städte- und Gemeindebund, Miriam Marnich
Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW Berlin),
Prof. Claudia Kemfert, Prof. Christian von Hirschhausen, Judith Paeper
EGBB Energiegenossenschaft Berlin-Brandenburg eG, Michael Klein
ENCON.Europe GmbH, Werner Diwald
Enercon GmbH, Michael Liesner
Energy Competence Centre GmbH, Michael Klein
Europacable, Dr. Volker Wendt

Evangelisch-Lutherischer Kirchenkreis Hamburg-Ost,
Bereich Diakonie & Bildung, UmweltHaus am Schüberg, Sylvia Hansen

EWE NETZ GmbH, Torsten Maus

GEO mbH, Langenhorn/Nordfriesland, Wilfried Voigt

Germanwatch, Christoph Bals

Gesellschaft für Netzintegration e. V. (GENI), Martin Grundmann

GFN mbH, Jörg Rasmus, Christoph Herden

Global Nature Fund – Internationale Stiftung für Umwelt und Natur,
Udo Gattenlöhner

GreenMediaNet. Medienbüro für ökologisch tragfähige Entwicklungen,
Dr. Corinna Hölzer

Heinz Sielmann Stiftung, Michael Beier

Hessische Gesellschaft für Ornithologie und Naturschutz e.V., Wolfram Brauneis

Initiative gegen den Doppelkonverter Osterath, Kirsten Danes

Institut für nachhaltige Energie- und Ressourcennutzung, Dr. Elke Bruns

Katholische Landjugendbewegung Deutschlands, Wolfgang Ehrenlechner

Klimaschutzagentur Region Hannover GmbH, Udo Sahling

Landkreis Teltow-Fläming, Kornelia Wehlan

OECS GmbH, Prof. Karsten Runge

ReEnergie Wendland, Dieter Schaarschmidt

Samtgemeinde Harpstedt, Uwe Cordes

SCHMAL + RATZBOR, Ingenieurbüro für Umweltplanung, Günter Ratzbor

SMA Solar Technology AG, Dr. Günther Häckl

Technische Universität Berlin (TU Berlin), Fachgebiet Wirtschafts- und
Infrastrukturpolitik, Prof. Dr. Christian von Hirschhausen

TenneT TSO GmbH, Paul-Georg Garmer

Thema 1 GmbH, Guido Axmann

VDMA Power Systems, Gerd Krieger

WALDKONZEPTE, Christian Stuhlmann

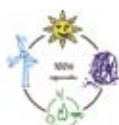
wpd infrastruktur GmbH, Jochen Weidenhausen

Zentrum für Regenerative Energien Sachsen-Anhalt e. V. (ZERE e. V.),
Prof. Zbigniew Styczynski, Dr. Martin Stötzer

Younicos AG, Ines Jahn, Gunnar Wrede

26. BImSchV	26. Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über elektromagnetische Felder)
8KU	8KU Renewables GmbH (künftig 8KU GmbH) = Kooperation von acht großen kommunalen Energieversorgungsunternehmen
AC	Alternating current: Dreh- bzw. Wechselstrom
ARL	Akademie für Raumforschung und Landesplanung
ARegV	Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung)
BBPlG	Gesetz über den Bundesbedarfsplan (Bundesbedarfsplangesetz)
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BEE	Bundesverband Erneuerbare Energien
BFP	Bundesfachplanung
BfN	Bundesamt für Naturschutz
BfS	Bundesamt für Strahlenschutz
BHKW	Blockheizkraftwerk
BI	Bürgerinitiative
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BNatschG	Gesetz über Naturschutz und Landschaftspflege (Bundesnaturschutzgesetz)
BNetzA	Bundesnetzagentur
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
BTU	Brandenburgische Technische Universität Cottbus
ct	Cent
DC	Direct current: Gleichstrom
deENet	Kompetenznetzwerk Dezentrale Energietechnologien
dena	Deutsche Energie-Agentur
DKE	Deutsche Kommission Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik
DUH	Deutsche Umwelthilfe
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz)
EM-Felder	elektrische und magnetische Felder
EnLAG	Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (Energieleitungsausbaugesetz)
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz)
ETG	Energietechnische Gesellschaft im VDE
EU	Europäische Union
FACTS	Flexible Alternating Current Transmission Systems
Fraunhofer AST	Fraunhofer Anwendungszentrum für Systemtechnik
Forum Netzintegration	Forum Netzintegration Erneuerbare Energien: Dialogforum der Deutschen Umwelthilfe e. V. zum regional und naturschutzfachlich akzeptablen Umbau der Stromnetze
GW	Gigawatt
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HTLS	Hochtemperaturleiterseile / High Temperature Low Sag
Hz	Hertz
ICNIRP	International Commission on non-ionizing radiation protection (deutsch: Internationale Kommission für den Schutz vor nichtionisierender Strahlung)
i. V. m.	in Verbindung mit
km	Kilometer
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde

KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz)
LROP	Landesraumordnungsprogramm
MessZV	Verordnung über Rahmenbedingungen für den Messstellenbetrieb und die Messung im Bereich der leitungsgebundenen Elektrizitäts- und Gasversorgung
m	Meter
MW	Megawatt
NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz
NABU	Naturschutzbund Deutschland
NAP 110 kV	Gemeinsamer Netzausbauplan 110 kV Flächennetze Ost/Regelzone 50Hertz
NAV	Verordnung über Allgemeine Bedingungen für den Netzanschluss und dessen Nutzung für die Elektrizitätsversorgung in Niederspannung (Niederspannungsanschlussverordnung)
NEP Strom	Netzentwicklungsplan Strom
O-NEP	Offshore-Netzentwicklungsplan
PFV	Planfeststellungsverfahren
PV	Photovoltaik
RGI	Renewables Grid Initiative
RL	Richtlinie
ROG	Raumordnungsgesetz
rONT	Regelbarer Ortsnetztransformator
ROV	Raumordnungsverfahren
SLP	Standardlastprofil
Smart Meter	Intelligente Messsysteme/Intelligente Zähler
StGB	Strafgesetzbuch
StromNEV	Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung)
StromNZV	Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung)
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan
TÖB	Träger öffentlicher Belange
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UVPG	Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung
VDE	Verband der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik
VKU	Verband kommunaler Unternehmen
VNB	Verteilnetzbetreiber
VSC	Voltage Source Converter
WHO	World Health Organisation (deutsch: Weltgesundheitsorganisation)
WWF	World Wide Fund For Nature



Mit Unterstützung von:



**Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit**

Aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestags



MAJ 19
0.5